



**SAVONIA**

■ OPINNÄYTETYÖ - AMMATTIKORKEAKOULUTUTKINTO  
TEKNIIKAN JA LIIKENTEEN ALA

# TAVOITEVERKKOMALLIN VAIKUTUKSET KANNATTAVAAN TOIMITUSVARMUUDEN KEHITTÄMISEEN

TEKIJÄ: Emma-Kaisa Lantta

Koulutusala Tekniikan ja liikenteen ala	
Koulutusohjelma Sähkötekniikan koulutusohjelma	
Työn tekijä Emma-Kaisa Lantta	
Työn nimi Tavoiteverkkomallin vaikutukset kannattavaan toimitusvarmuuden kehittämiseen	
Päiväys 7.4.2015	Sivumäärä/Liitteet 59/2
Ohjaajat yliopettaja Juhani Rouvali ja yliopettaja Ari Suopelto	
Toimeksiantaja/Yhteistyökumppani Kuopion Sähköverkko Oy	
<p>Tiivistelmä</p> <p>Tämä opinnäytetyö tehtiin Kuopion Sähköverkko Oy:lle. Tavoitteena oli laatia kolmen alueen yleissuunnitelma sähkön toimitusvarmuuden parantamiseksi ja tutkia suunniteltujen investointien taloudellisia vaikutuksia. Aihe pohjautuu syksyllä 2013 voimaan tulleeseen uuteen sähkömarkkinalakiin, joka toi verkkoyhtiöille velvoitteen parantaa sähkön toimitusvarmuutta ilmasto-olojen (lumikuorma, myrsky) aiheuttamien suurhäiriöiden aikana.</p> <p>Suunnittelun lähtökohtana oli Kuopion Sähköverkko Oy:lle tehty toimitusvarmuuden kehittämissuunnitelma, jossa on määritelty yhtiölle ominainen tavoiteverkkomalli. Tämän mallin mukaan alueille tehtiin yleissuunnitelmat, joissa keski-jänniteilmajohdot korvattiin maakaapelilla ja pylväsmuuntamot puistomuuntamoilla. Tämän lisäksi verkosta tehtiin silmukoitu, jotta kaikille muuntamoille saatiin järjestettyä varayhteys.</p> <p>Suunnitelluille investoinneille laskettiin kustannusarviot sekä määritettiin verkon nykykäyttöarvo ja jälleenhankinta-arvo. Työn lopputuloksena saatiin alueiden yleissuunnitelmat ja kustannuslaskelmat. Laskelmien perusteella saatiin määritettyä investointiin ja nykykäyttöarvon nousuun liittyvät keskimääräiset tunnusluvut, joita voidaan jatkossa käyttää budjetoinnissa ja hankesuunnittelussa. Verkon arvon määrittämisen myötä saatiin myös laadittua ehdotus alueiden investointijärjestyksestä.</p> <p>Sähkömarkkinalaissa on määritelty siirtymäaika vuoteen 2028, jolloin toimitusvarmuusvaatimusten tulee olla täytetty. Lain tuomat vaatimukset lisäävät toimitusvarmuutta parantavia investointeja merkittävästi lähivuosina.</p>	
Avainsanat sähkönjakelu, toimitusvarmuus, verkkomalli	

Field of Study Technology, Communication and Transport			
Degree Programme Degree Programme in Electrical Engineering			
Author Emma Lantta			
Title of Thesis Effects of Target Network Model for the Profitable Development of Supply			
Date	7 April 2015	Pages/Appendices	59/2
Supervisors Mr. Juhani Rouvali, Principal Lecturer and Mr. Ari Suopelto, Principal Lecturer			
Client Organisation /Partners Kuopion Sähköverkko Oy			
<p>Abstract</p> <p>This thesis was carried out for Kuopion Sähköverkko Ltd. The aim of the thesis was to draw up a master plan to improve the reliability of electricity supply of three regions, and to examine the economic impact of the planned investments. The topic is based on the new Electricity Market Act, which came into effect in autumn 2013. The act obligates electricity distribution companies to improve the reliability of supply during major disturbances.</p> <p>The basis of the planning was the development plan of the distribution network reliability of Kuopion Sähköverkko Ltd, which defines the target network model of the company. In this model, medium voltage overhead lines were replaced with cables, and pole-mounted distribution transformers with transformer substations. In addition, the network was made looped to get the backup connection for all transformer substations.</p> <p>Cost estimates were calculated for the planned investments, and the present and replacement values of the network were determined. The final result of the thesis was the master plan of the three different regions and cost estimates of their investments. The average characteristic parameters connected to the investments and present value were determined based on the calculations. The designers will be able to use them for planning. Also, a proposition for the investment order of the regions was drawn up, along with determining the value of the network.</p> <p>The Electricity Market Act defines a transition period until 2028. The requirements of supply standards will have to be met by then. The requirements specified by the law will increase investments in the reliability of supply in next thirteen years.</p>			
Keywords electricity distribution, reliability of electricity supply, target network model			

## ESIPUHE

Tämä opinnäytetyö on tehty Kuopion Sähköverkko Oy:lle, josta sain tämän mielenkiintoisen ja ajan-kohtaisen aiheen. Työn ohjaajana toimi verkkojohtaja Lauri Siltanen ja ohjaavana opettajana yli-opettaja Juhani Rouvali.

Haluan kiittää Lauri Siltasta ja Juhani Rouvalia asiantuntevasta ohjauksesta, neuvoista ja tuesta. Haluan myös kiittää kaikkia Kuopion Sähköverkko Oy:n työntekijöitä avusta ja kannustuksesta.

Suuret kiitokset myös perheelleni opiskelujeni aikana saamastani tuesta.

Kuopiossa 7.4.2015

Emma-Kaisa Lantta

## SISÄLTÖ

1	JOHDANTO .....	7
2	SÄHKÖNJAKELUVERKKO .....	9
2.1	Suomen sähköjakeluverkko.....	9
2.2	Kuopion Sähköverkko Oy, jakeluverkko .....	10
2.3	Sähköverkon suunnittelu .....	11
2.4	Kuopion Sähköverkko Oy:n tavoiteverkkomalli .....	12
3	SÄHKÖNJAKELUN KESKEYTYKSET.....	13
3.1	Keskeytystyyppit.....	13
3.2	Keskeytysten aiheuttajat .....	13
3.3	Suurhäiriö.....	16
3.4	Kuopion Sähköverkko Oy:n keskeytystilasto.....	17
3.5	Vakiokorvaukset.....	19
4	TOIMITUSVARMUUS .....	20
4.1	Toimitusvarmuuden kehittäminen .....	20
4.2	Viranomaisvaatimukset ja toimitusvarmuus .....	21
4.2.1	Työ- ja elinkeinoministeriö .....	21
4.2.2	Sähkömarkkinalaki .....	21
4.2.3	Energiavirasto.....	22
4.3	Toimitusvarmuuden kehittämissuunnitelma .....	22
5	SÄHKÖVERKKOLIIKETOIMINNAN VALVONTA.....	23
5.1	Kohtuullinen tuotto .....	23
5.1.1	WACC.....	24
5.1.2	Nykykäyttöarvo ja jälleenhankinta-arvo .....	24
5.1.3	Pitoaika .....	25
5.2	Valvontamallin kannustimet .....	26
5.2.1	Keskeytyksistä aiheutunut haitta .....	27
5.2.2	Kannustimet tulevilla valvontajaksoilla .....	28
6	SUUNNITTELUN LÄHTÖKOHDAT.....	29
6.1	Kaapelit ja kaapelireitit .....	30
6.1.1	Kaivuolosuhteiden määrittäminen .....	30

6.1.2	CLC-aineiston käyttö .....	31
6.2	Muuntamot ja jakelumuuntajat .....	33
7	NYKYINEN VERKKO .....	35
7.1	Levänen .....	35
7.2	Rypysuo–Julkula .....	36
7.3	Kelloniemi–Kettulanlahti .....	38
8	TAVOITEVERKKO .....	41
8.1	Levänen .....	41
8.2	Rypysuo–Julkula .....	43
8.3	Kelloniemi–Kettulanlahti .....	45
8.3.1	Kelloniemi–Kettulanlahti, versio 1 .....	45
8.3.2	Kelloniemi–Kettulanlahti, versio 2 .....	46
8.4	Kelloniemi–Kettulanlahti, versioiden vertailu.....	47
9	TAVOITEVERKON TALOUDELLISET VAIKUTUKSET .....	49
9.1	Komponenttien ikätiedot ja pitoaika .....	49
9.2	Investointikustannukset.....	50
9.3	Nykykäyttöarvon ja jälleenhankinta-arvon muutos .....	53
10	YHTEENVETO.....	56
	LIITE 1: ENERGIAVIRASTON YKSIKKÖHINNAT VUODELLE 2014.....	60
	LIITE 2: MUUNTAMOIDEN TIEDOT .....	62

## 1 JOHDANTO

### Työn lähtökohdat

Sähkönjakeluverkot ovat osa yhteiskunnan toiminnalle välttämätöntä perusrakennetta. Sähkön toimitusvarmuudesta onkin tullut merkittävämpi tekijä, koska ihmiset ovat yhä riippuvaisempia keskeytyksettömästä sähkönsaannista. Globaalisti sähkön toimitusvarmuus Suomessa on hyvällä tasolla, mutta viime vuosina tapahtuneet myrskyjen aiheuttamat sähkönjakelukeskeytykset ovat kuitenkin luoneet painetta sähkön toimitusvarmuuden parantamiseen myös täällä.

Vuonna 2013 astui voimaan uusi sähkömarkkinalaki, joka vaatii, että myrskyn tai lumikuorman sattuessa sähkönjakelun keskeytysaika saa asemakaava-alueella olla korkeintaan kuusi tuntia ja muilla alueilla 36 tuntia. Vaatimukset tulevat voimaan vähitellen niin, että vuoden 2028 loppuun mennessä 100 % asiakkaista on näiden maksimikeskeytysaikojen piirissä. Aikataulu on melko nopea ja vaatii verkkoyhtiöiltä paljon panostamista säävarman verkon rakentamiseen. (Finlex 2013.)

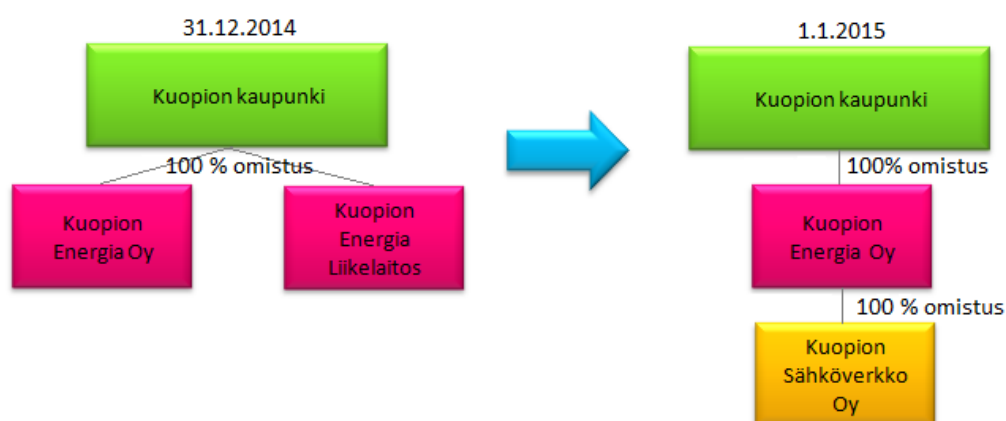
Sähköverkkojen suunnittelun ja konsultoinnin asiantuntijapalveluita tarjoava yritys, EIMil Oy, on laatinut Kuopion Sähköverkko Oy:lle toimitusvarmuuden kehittämissuunnitelmasta raportin, jossa arvioidaan verkon säävarmuutta ja otetaan kantaa siihen, mitkä keskijänniteverkon osat ovat kriittisiä suurihäiriön sattuessa. Säävarmalla verkolla tarkoitetaan, että sääilmiöt eivät aiheuta useita samanaikaisia jakelukeskeytyksiä verkkoon (Haakana, Kaipia, Lassila ja Partanen 2012.) Säävarmuuteen päästään kaapeloimalla verkkoa maahan tai sijoittamalla verkon osat avoimeen ympäristöön, jossa ei ole riskiä puun kaatumisesta linjalle. Raportin mukaan Kuopion Sähköverkko Oy:llä (jatkossa KSV) on tällä hetkellä noin 50 km keskijänniteilmalinjaa, joka pitäisi muuttaa maakaapeliksi, sekä 47 pylväsmuuntamoita, jotka tulisi vaihtaa puistomuuntamoiksi, jotta verkon toimitusvarmuus paranisi. Raportissa on määritetty tavoiteverkko ja laadittu hyvin karkea suunnitelma tarvittavista kaapeloinneista.

Opinnäytetyön tarkoituksena on laatia kehittämissuunnitelman pohjalta KSV:lle kolmen eri alueen yksityiskohtaisempi kaapelointisuunnitelma. Suunnitelma kohdistuu 20 kV:n keskijänniteverkkoon. Työssä tehdään valituille alueille yleissuunnitelmat tavoiteverkkomallin mukaan. Mallia luotaessa tehtävänä on suunnitella säävarma verkko muuntamoineen kaapeloimalla keskijänniteverkon ilmalinjaa ja vaihtamalla pylväsmuuntamot puistomuuntamoiksi. Suunnitelmien pohjalta lasketaan uudistuksesta aiheutuvat investointikustannukset ja tutkitaan investointien vaikutuksia verkon arvon muutokseen. Laskelmien perusteella arvioidaan, saadaanko tuloksista selvää parametria, jota voisi hyödyntää esimerkiksi KSV:n budjetoinnissa tai hankesuunnittelussa. Laskentaa tehtäessä määritetään myös kustannukset, jotka aiheutuvat uudistettaessa verkkoa, jolla pitoaikaa on vielä jäljellä.

Nykyisessä keskijänniteverkossa on osittain säteittäinen rakenne, mikä aiheuttaa ongelmia verkon vikaantuessa, koska varayhteys puuttuu. Tällöin kuluttajille ei voida syöttää sähköä korvaavaa reittiä ja keskeytysaika voi venyä hyvin pitkäksi. Säteittäisen verkon tilalle suunnitellaan silmukoitu verkko, jossa syöttösuuntaa voi vaihtaa vikatilanteen sattuessa ja näin keskeytysajat saadaan minimoitua.

#### Kuopion Energia -konserni

Kuopion Energia Oy on energiapalveluyritys, jonka omistaa kokonaisuudessaan Kuopion kaupunki. Vuoden 2015 alussa astuivat voimaan muutokset, joiden seurauksena Kuopion Energia Oy:stä ja Kuopion Energia Liikelaiksesta muodostettiin konserni. Liikelaikoksen kaukolämpötoiminta siirrettiin osaksi Kuopion Energia Oy:tä ja sähköverkkoliiketoiminnasta muodostettiin Kuopion Energia Oy:n omistama tytäryhtiö, Kuopion Sähköverkko Oy, ja Kuopion Energia Liikelaitos lakkautettiin. Kuviossa 1 on nähtävillä omistussuhteet ja yhtiörakenteen muutos.



KUVIO 1. Yhtiörakenteen muutos. Vuoden 2015 alussa Kuopion Energia Liikelaitos lakkautettiin ja tilalle muodostettiin Kuopion Sähköverkko Oy.

Emoyhtiö, Kuopion Energia Oy, vastaa kaukolämmön ja sähkön tuotannosta, sähkön ostosta ja myynnistä, kaukolämmön myynnistä sekä kaukolämpöverkkojen rakentamisesta ja ylläpidosta. Tytäryhtiö Kuopion Sähköverkko Oy:n tehtäviin kuuluu sähköverkkojen rakentaminen ja ylläpito sekä sähkön siirto asiakkaille.

Vuonna 2014 KSV:n asiakkaiden kokonaismäärä oli 53 983. Sähköä siirrettiin yhteensä 577 GWh ja siirron huipputeho oli 108,9 MW. Sähkön toimitusvarmuus pysyi hyvällä tasolla. Sähkötoimituksen keskeytysaika oli keskimäärin 11,5 minuuttia asiakasta kohden, mikä on sama tulos kuin edellisvuonna. Liikevaihto vuonna 2014 oli 14,4 miljoonaa euroa, josta investoinnin osuus oli 4 miljoonaa euroa. (KSV 2015.)



## 2 SÄHKÖNJAKELUVERKKO

### 2.1 Suomen sähköjakeluverkko

Sähköjakeluverkon tekninen tehtävä on siirtää tuotettu tai hankittu sähkö loppukäyttäjälle sähkövoimansiirtojärjestelmän kautta. Sähköjakelujärjestelmään kuuluvat alueverkko (110 kV ja 45 kV), sähköasemat (110/20 kV ja 45/20 kV), kj- eli keskijänniteverkko (20 kV, 10 kV), jakelumuuntamot (20/0,4 kV ja 10/0,4 kV) ja pj- eli pienjänniteverkko (0,4 kV). (Lakervi & Partanen 2008.)

Sähköjakelujärjestelmä koostuu useista eri komponenteista. Suomen jakelujärjestelmään kuuluu noin 800 sähköasemaa, 100 000 muuntamoaa, 150 000 km kj-johtoa ja 200 000 km pj-johtoa. Edellä mainittujen primaarikomponenttien lisäksi siihen kuuluu myös useita eri sekundäärikomponentteja ja -järjestelmiä. Niitä ovat esimerkiksi suojareleet, apujännitejärjestelmät, käyttökeskuksissa sijaitsevat käytöntukijärjestelmät sekä useat muut tarvittavat tietojärjestelmät. Suuri osa jakeluverkoista on rakenteeltaan ilmajohtoverkkoa, poikkeuksena kuitenkin kaupungit ja taajamat, joissa käytetään pääasiassa maakaapeliverkkoja. (Lakervi & Partanen 2008.)

Verkkojen rakentamisessa käytettävien komponenttien käyttöiät ovat pitkiä. Primaarikomponenttien, kuten kaapeleiden, muuntamoiden ja jakelumuuntajien teknis-taloudelliset pitoajat ovat tyypillisesti 30–50 vuotta. Elektronisten toisilaitteiden, kuten suojareleiden ja kulutusmittareiden, pitoajat ovat lyhyempiä, 10–20 vuotta. Niidenkin pitoajat ovat kuitenkin pitkiä verrattuna moniin muihin elektronikkaa sisältäviin laitteisiin. (Lakervi & Partanen 2008.)

Jakeluverkot rakennetaan joko säteittäiseksi tai silmukoiduksi. Säteittäisverkon rakentaminen on kustannuksiltaan edullisempaa, mutta silmukoitu verkko on vikatilanteissa huomattavasti käyttövarmempi. Suomessa pj-verkot rakennetaan usein säteittäiseksi. Kj-verkko rakennetaan tavallisimmin silmukoiduksi, mutta renkaita käytetään avoimina. Jakorajoina toimii yleensä käsin ohjattava tai kaukokäyttöinen erotin. Silmukoitu verkko parantaa sähkön toimitusvarmuutta, sillä vikatilanteessa vikapaikka voidaan erottaa muusta verkosta rajoittaen vika yhteen erotinväliin ja järjestää sähkönsyöttö varayhteyden kautta käyttäjille. (Lakervi & Partanen 2008.)

Jakeluverkkojen ominaisuuksilla ja niiden toiminnoilla on keskeinen vaikutus sähkön toimitusvarmuuteen, jännitteen laatuun, hintaan ja yleiseen sähköturvallisuuteen. Sähkökatkoista, jotka ulottuvat sähkön loppukäyttäjille saakka, 90 % johtuu jakeluverkossa tapahtuvista häiriöistä. Alue- ja siirtoverkoissakin häiriöitä tapahtuu, mutta niiden rajaaminen onnistuu usein niin, etteivät ne näy sähkönkäyttäjälle. Jännitteen laatu jakeluverkossa määräytyy pääasiassa verkon ominaisuuksien ja verkoon liitettyjen kuormien ominaisuuksien perusteella. (Lakervi & Partanen 2008.)

## 2.2 Kuopion Sähköverkko Oy, jakeluverkko

KSV:n jakeluverkkoon kuuluu kuusi sähköasemaa: Savilahti (SA01), Männistö (SA02), Haapaniemi (SA03), Levänen (SA04), Vahtivuori (SA06) ja Matkus (SA07). Näistä uusin on Matkusen sähköasema, joka otettiin käyttöön vuonna 2012. Sähköasemilla on yhteensä 12 päämuuntajaa, joiden yhteisnimellisteho on 321 MVA. Sähköasemista kaksi, Levänen ja Matkus, kytkeytyvät suoraan Fingridin 110 kV:n kantaverkkoon. Muut sähköasemat kytkeytyvät kantaverkkoon Iloharjun kytkinase-  
man kautta. Iloharjun kautta kulkee KSV:n 110 kV rengasverkko, joka on yhteydessä Savilahden, Männistön, Vahtivuoren ja Haapaniemen sähköasemiin. (KSV 2015.)

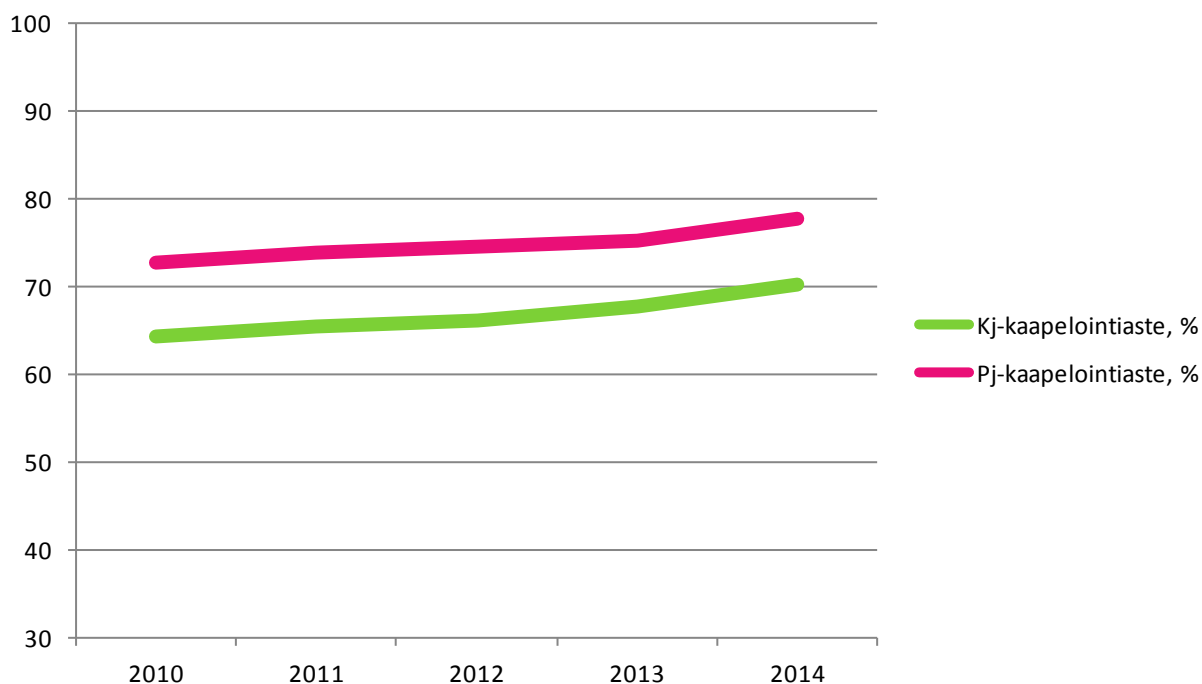
Kj-verkossa on käytössä kahta eri jännitetasoa, 10 kV:n ja 20 kV:n tasot. Leväsen ja Matkusen sähköasemat syöttävät 20 kV:n verkkoa, Vahtivuoren sähköasema 10 kV:n verkkoa ja loput kolme sähköasemaa syöttävät molempia verkkoja. Muuntamoita jakeluverkossa on yhteensä 746 kpl, joista 112 on kuluttajamuuntamoita. Pylväsmuuntamoiden kokonaismäärä verkossa on 160. (KSV 2015.)

KSV panostaa verkon automatisointiin. Tällä hetkellä 307 muuntamoa kuuluu viestiverkon piiriin ja viestiverkkoyhteyksiä rakennetaan koko ajan lisää. Kaukokäyttöisiä erottimia sisältäviä muuntamoita verkossa on tällä hetkellä 25, ja vuoden 2015 aikana on tarkoitus automatisoida seuraavat 20 muuntamoa. Näiden lisäksi verkossa on 15 kauko-ohjattavaa erotinasemaa. (KSV 2015.)

KSV:n yhteenlaskettu johtopituus on 1 564 km, joka jakaantuu seuraavasti:

- 110 kV:n johdot 13 km
- kj-johdot 489 km
- pj-johdot 1 062 km.

Kaapelointiaste KSV:n verkossa on korkea. Kj-verkon kaapelointiaste on 70,2 % ja pj-verkon 77,8 %. Vuonna 2014 kj-kaapelia asennettiin 19,1 km. Kaapelointiasteen kehitys vuodesta 2010 vuoteen 2014 on esitetty kuviossa 2, josta nähdään kaapelointiasteen muutos sekä kj-verkossa että pj-verkossa. Kaapelointiaste on noussut neljän vuoden aikana kj-verkossa 5,1 prosenttiyksikköä ja pj-verkossa 5,8 prosenttiyksikköä. (KSV 2015.)



KUVIO 2. Kuopion Sähköverkko Oy, kaapelointiasteen kehitys kj- ja pj-verkoissa vuodesta 2010 vuoteen 2014. Vuonna 2014 kj-kaapelointiaste oli 70,2 % ja pj-kaapelointiaste 77,8 %. (KSV 2015.)

### 2.3 Sähköverkon suunnittelu

Sähköverkon suunnittelun tärkeimpiä tavoitteita ovat luotettava, turvallinen ja taloudellinen sähkön-siirto ja -jakelu. Sähköverkon suunnittelu voidaan jakaa kahteen osaan, lyhyen ja pitkän aikavälin suunnitteluun. Lyhyellä aikavälillä tarkoitetaan noin viiden vuoden tarkastelujaksoa, ja pitkällä aikavälillä tarkastelujakso on noin 10–15 vuotta. Pitkän aikavälin suunnittelussa muodostetaan suunnitelman pääkohdat ja yleissuunnitelma. Lyhyen aikavälin suunnittelussa laaditaan kohteista yksityiskohtaisemmat suunnitelmat. (Elovaara & Haarla 2011.)

Yleissuunnitelman tavoitteena on luoda perusta lyhyen aikavälin suunnitelmille. Yleissuunnittelua ohjaavat taloudellisuus, turvallisuus ja tekniset reunaehdot, joita ovat kuormitettavuus, jännitteenalenema, oikosulkukestoisuus ja -suojaus, maasulkujännitteet ja -suojaus sekä komponenttien mekaaninen kunto. Yleissuunnittelun lähtökohdan muodostaa verkon nykytila, jonka selvitykseen käytetään pitkälti verkkotietojärjestelmästä saatavaa informaatiota. (Elovaara & Haarla 2011.)

Yleissuunnittelun avulla voidaan suunnitella myös verkkoyhtiön pitkän aikavälin budjettia. Sen perusteella voidaan miettiä tulevat investoinnit ja pohtia niiden tarpeellisuutta ja kannattavuutta. Tässä työssä on laadittu kolmelle eri alueelle yleissuunnitelmaa vastaavat suunnitelmat. Opinnäytetyö on rajattu niin, ettei siihen sisälly tarkkaa sähkötekniistä laskentaa, vaan tarkastelun pääpaino on ollut suunniteltavien alueiden investointikustannusten laskennassa ja verkon arvon määrittämisessä.

## 2.4 Kuopion Sähköverkko Oy:n tavoiteverkkomalli

Tavoiteverkkomallin suunnittelun lähtökohtina ovat tavoitevuoden kuormitukset ja tavoitevuoden tilanteeseen sopivin verkko. Tavoiteverkkomallia luotaessa selvitetään paras investointiohjelma, jolla nykyverkosta päästään tavoiteverkkoon. EIMil Oy:n tekemän toimitusvarmuuden kehittämissuunnitelman tarkoituksena on ollut laatia jakeluverkkoa koskeva tavoiteverkko, joka pysyy suurhäiriöiden aikana mahdollisimman toimintakykyisenä ja sähköjen palauttaminen asiakkaille onnistuu mahdollisimman lyhyessä ajassa. (EIMil Oy 2014.)

Kehittämissuunnitelmassa on tehty suurhäiriötarkastelun pohjalta tavoiteverkkomalli, joka kuvaa jakeluverkon rakennetta niin, että verkkoa koskevat toimitusvarmuusvaatimukset täyttyvät. KSV:n verkko sijaitsee pääasiassa asemakaavoitetulla alueella, jossa toimitusvarmuusvaatimusten mukaan keskeytyksen enimmäispituus saa enimmillään olla kuusi tuntia. Tämän vuoksi asemakaava-alueen tavoiteverkko on suunniteltu niin, että verkko kaapeloidaan, jotta siitä saadaan kokonaisuudessaan säävarma. Tavoiteverkkomalli on tehty kj-verkolle ja pj-verkon investointitarpeet on huomioitu keskimääräisten johtopituuksien mukaan. Suunnitelmassa on myös määritelty, missä järjestyksessä verkkoa tulisi uudistaa, jotta se olisi taloudellisesti kannattavaa. (EIMil Oy 2014.)

Tässä työssä käsiteltävät alueet ovat asemakaavoitetulla alueella, joten tavoiteverkko on seuraavanlainen:

- Ilmajohdot on maakaapeloitu.
- Pylväsmuuntamoiden tilalle on vaihdettu puistomuuntamot.
- Säteilteisestä verkon rakenteesta on luovuttu ja varayhteydet järjestetty kaikkialle.

### 3 SÄHKÖNJAKELUN KESKEYTYKSET

Sähköntuotannon on vastattava kulutusta kaikilla hetkillä, koska tehokkaaseen sähkön varastoimiseen ei vielä ole keinoja. Loppukäyttäjän kannalta sähkön saatavuuteen liittyy olennaisesti tuotannon lisäksi toimitusvarmuus, johon vaikuttavat sähköverkkoon kohdistuvien teknisten vikojen lisäksi erilaiset luonnontapahtumat, kuten lumi- ja jääkuormat, tulvat, pakkasen, salamet ja johdoille kaatuvat puut. Luonnontapahtumien, kuten myrskyjen, aiheuttamat jakelukeskeytykset kestävät usein pitkään yhtäaikaisten vikojen ja korjaustöiden hankaluuden vuoksi. Myrskyistä aiheutuneet keskeytykset ja niistä johtuvat kustannukset ovat viime vuosina nousseet, joten säävarman verkon rakentamiselle on perusteita. (Energiateollisuus 2014a.)

#### 3.1 Keskeytystyypit

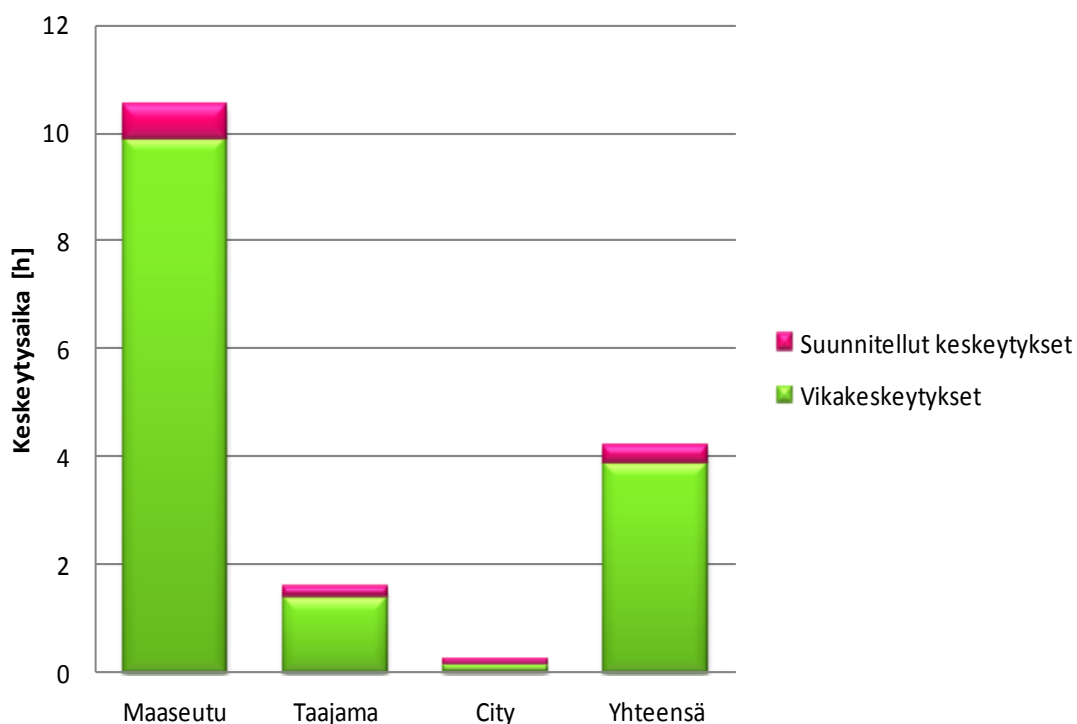
Standardi SFS-EN 50160 määrittelee keskeytyksen tilanteeksi, jossa liittämiskohdan jännite on alle 1 % sovitusta jännitteestä. Keskeytykset voidaan luokitella kahteen eri tyyppiin, suunniteltuihin keskeytyksiin ja häiriökeskeytyksiin. Suunnitellut keskeytykset johtuvat yleensä jakeluverkossa tehtävistä töistä, ja niistä ilmoitetaan etukäteen asiakkaille. Häiriökeskeytykset ovat ennalta arvaamattomia jakeluverkon vioista aiheutuvia keskeytyksiä, ja ne voidaan jakaa kolmeen eri tyyppiin: pitkiin ja lyhyisiin keskeytyksiin sekä jännitekuoppiin. (Lakervi & Partanen 2008.)

Pitkä häiriökeskeytykset tarkoittaa yli 3 min kestävästä pysyvän vian aiheuttamaa keskeytystä ja lyhyt keskeytykset ohimenevää alle 3 min kestävästä keskeytystä. Jännitekuoppa on tilanne, jossa jakelujännitteen suuruus alenee 1–90 % nimellijännitteestä ja palautuu lähtöarvoonsa lyhyen ajan kuluttua. (Lakervi & Partanen 2008.)

#### 3.2 Keskeytysten aiheuttajat

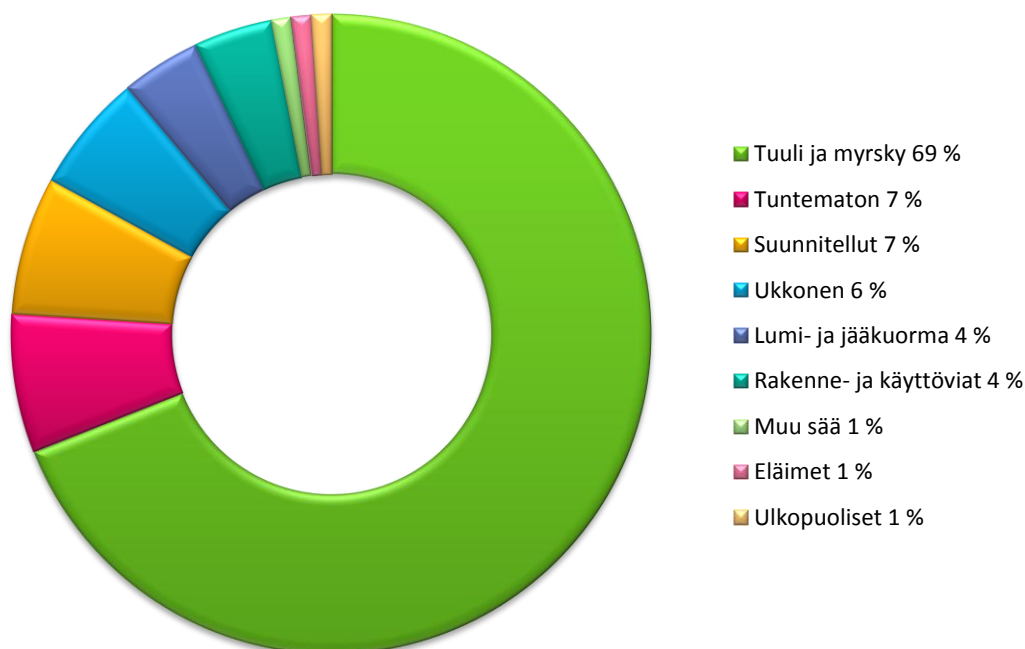
Suurin osa, noin 90 %, sähkön loppukäyttäjien kokemista sähkökatkoista johtuu kj-verkon vioista. Kj-verkossa tapahtuva vika aiheuttaa kyseisen kj-lähdön suojauksen toimimisen, jolloin koko lähdön takana olevat käyttäjät kokevat keskeytyksen. Pj-verkossakin vikoja ilmenee, mutta vian vaikutusalue on yleensä huomattavasti pienempi. Tämän vuoksi kj-verkon kehittäminen on keskeistä toimitusvarmuustason nostamisessa. (Lakervi & Partanen 2008.)

Ilmastosta johtuvat viat aiheuttavat eniten sähkökatkoja jakeluverkossa. Kuviossa 3 esillä olevasta Energiateollisuuden julkaisemasta keskeytystilastosta ilmenee, että vuonna 2013 Suomessa sähkönjakelu oli vian vuoksi keskeytyneenä noin neljä tuntia asiakasta kohden. Vuonna 2013 tapahtuneiden voimakkaiden syysmyrskyjen vuoksi keskeytysaika oli noussut edellisvuodesta. Myrskyt aiheuttivat tuhoja etenkin haja-asutusalueiden ilmajohtoverkolle. (Energiateollisuus 2014a.)



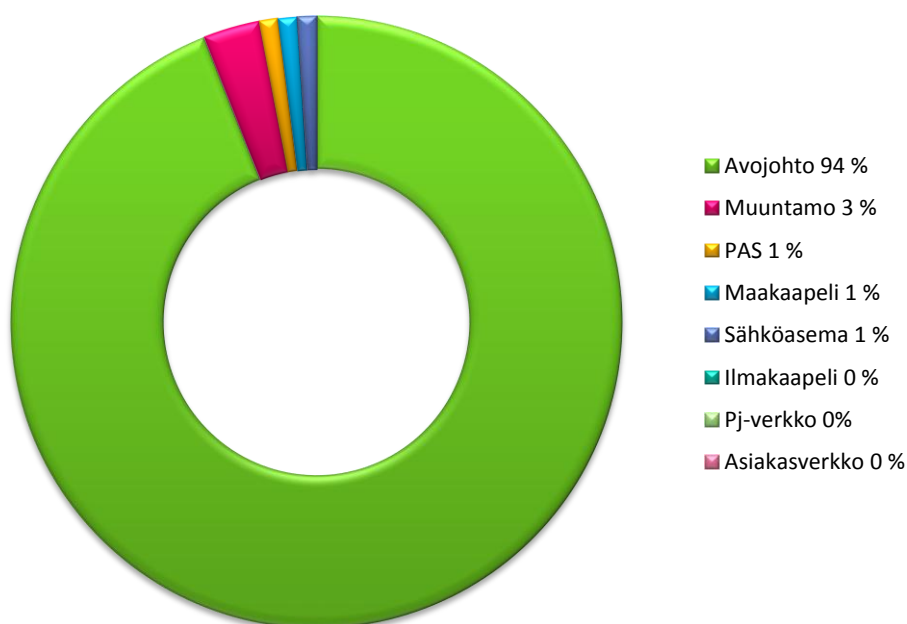
KUVIO 3. Keskeytysajat verkkotyypeittäin, h/verkkotyyppi. Viimeinen palkki kuvaa valtakunnallista keskiarvoa. (Energiateollisuus 2013.)

Vikakeskeytyksiä verkkoon aiheuttavat luonnontapahtumat, tekniset syyt ja inhimilliset virheet. Teknisten syiden aiheuttama jakelukatko on tavallisesti lyhytkestoinen eikä kovinkaan laaja, koska vika-alue voidaan yleensä helposti erottaa muusta verkosta ja näin saadaan se rajattua mahdollisimman pienelle alueelle. Luonnonilmiöistä aiheutuvia vikoja on yleensä vaikeampi hallita. Kovat myrskyt aiheuttavat usein yhtäaikaista vikoja verkkoon, ja korjaustyöt ovat hankalia huonoissa sääolosuhteissa. Kuviosta 4 nähdään, että keskeytysajat aiheutuvat enimmäkseen luonnonilmiöistä, joista suurimpana syynä ovat tuuli ja myrsky, 69 %. (Energiateollisuus 2014a.)



KUVIO 4. Keskeytysajan aiheuttajat, valtakunnallinen keskeytystilasto. Sääilmiöt aiheuttavat suurimman osan keskeytyksistä. (Energiateollisuus 2013.)

Keskeytykseen johtava vika sijaitsee useimmiten kj-verkon avojohdossa. Kuviosta 5 nähdään, että huomattava osa vuoden 2013 keskeytysajoista on seurausta kj-verkon avojohdossa tapahtuneesta viasta. Seuraavaksi eniten keskeytysaikaa on kulunut muuntamossa aiheutuneen vian seurauksena.



KUVIO 5. Keskeytysaikajakauma vian sijainnin perusteella, valtakunnallinen keskeytystilasto (Energiateollisuus 2013.)

Vuoden 2013 myrskyt olivat monin paikoin verrattavissa joulun 2011 myrskyihin, jotka aiheuttivat pitkiä sähkökatkoja sadoilletuhansille asiakkaille. Vaikutukset sähkönkäyttäjille olivat vuonna 2013 kuitenkin vähäisempiä johtuen asiakastiedotuksen parantumisesta ja vikojen korjauksen nopeutumisesta. Jakeluverkkoyhtiöille myrskyt aiheuttivat silti suuria kustannuksia. Yli 200 000 asiakkaalle jouduttiin maksamaan vakiokorvauksia noin 20 miljoonaa euroa ja viankorjauskustannuksiin kului 24 miljoonaa euroa. Suurin osa sähkökatkoista johtui kovan tuulen vuoksi ilmajohtolinjoille kaatuneista puista. (Energiateollisuus 2014b.)

### 3.3 Suurhäiriö

Suurhäiriöt, kuten myrskyt, ovat lisääntyneet Suomessa muutamien viime vuosien aikana, mikä on vaikuttanut myös sähkönjakelun suunnittelun lähtökohtiin. Suurhäiriö voi aiheuttaa laajaa tuhoa sähkönjakeluverkossa ja sähkökatkot voivat olla laajamittaisia ja pitkäkestoisia. Siitä aiheutuu huomattavaa haittaa sähkön loppukäyttäjien lisäksi myös verkkoyhtiöille.

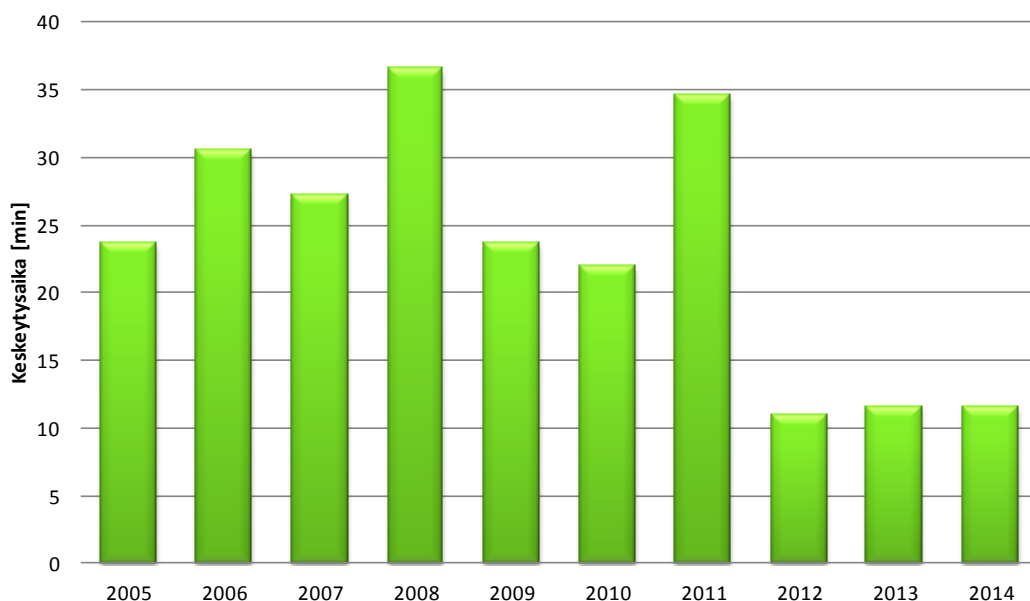
Suurhäiriön määritelmä ei ole täysin yksiselitteinen. Suomessa käytetään laajalti Tampereen Teknillisen yliopiston, TTY:n, ja Lappeenrannan teknillisen yliopiston, LUT:n tutkijoiden laatimaa verkkolähtöistä määritelmää, jonka mukaan suurhäiriöt ovat tilanteita, joissa yhtiön asiakkaista ilman sähköä on yli 20 % tai jossa sähköasema (110/20 kV) tai johto (110 kV) vikaantuu useiden tuntien ajaksi. Verkkolähtöinen määritelmä kuvaa sitä, millaista tuhoa suurhäiriö aiheuttaa sähköverkoille. Usein käytetään myös TTY:n ja Teknologian tutkimuskeskus VTT:n määritelmää suurhäiriöstä, mikä on laadittu sähköhuollon näkökulmasta. Se määrittelee suurhäiriön pitkäkestoiseksi ja/tai laajaksi sähkökatkoksi, jonka seurauksena pelastuslaitoksen ja yhden tai usean muun julkisen toimijan (kunta, poliisi jne.) tulee ryhtyä toimenpiteisiin jakeluverkonhaltijan lisäksi, jotta häiriöstä aiheutuvia vakavia henkilö- ja omaisuusvahinkoja saadaan vähennettyä. (Vainikka 2014.)

Suurhäiriöt sähköverkoissa voidaan luokitella tapahtumapaikkansa mukaan jakelu-, alue-, tai kanta-verkoissa tapahtuneisiin häiriöihin. Luokittelu voidaan tehdä myös häiriön syntytyyppien mukaan sääolojen, teknisten vikojen tai inhimillisen toiminnan aiheuttamiin tilanteisiin. Jakeluverkossa tapahtuvat häiriöt ovat usein seurausta huonoista sääolosuhteista, ja alue- sekä kantaverkkojen vikojen aiheuttaja on yleensä tekninen häiriö tai inhimillinen virhe. (Haakana ym. 2012.)



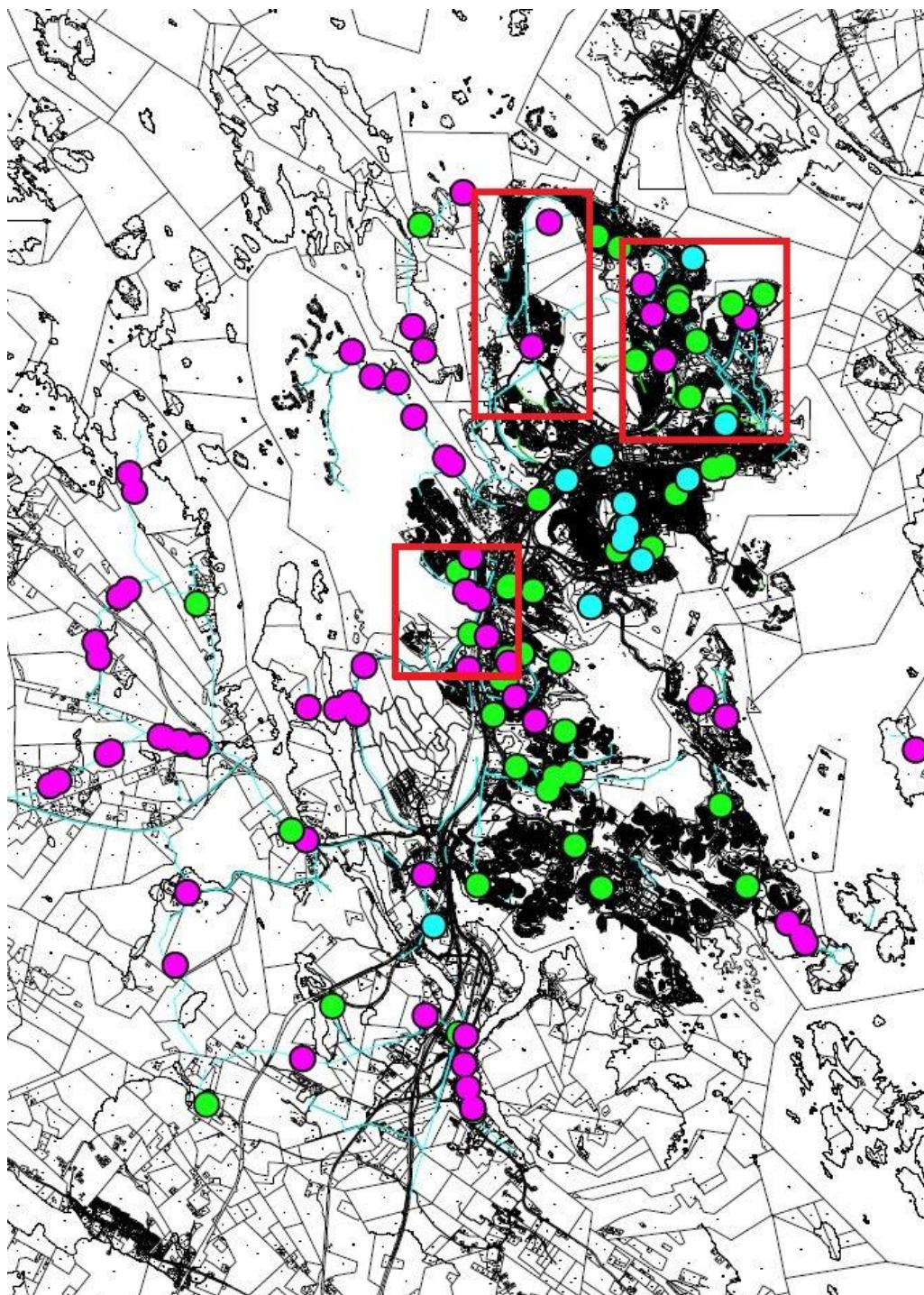
### 3.4 Kuopion Sähköverkko Oy:n keskeytystilasto

KSV:n verkkoalueella sähkönjakelun keskeytykset ovat asiakasta kohden olleet viime vuosina 10–12 minuuttia, mikä on valtakunnallisesti hyvä tulos. Sekä vuonna 2014 että 2013 keskeytysaika asiakasta kohden oli sama, 11,5 minuuttia. Hannu-myrsky vaikutti tuntuvasti vuoden 2011 keskeytysaikaan, joka oli yli kolminkertainen vuosiin 2013 ja 2014 nähden. Kuviossa 6 on esillä KSV:n keskimääräinen keskeytysaika asiakasta kohti vuodesta 2005 vuoteen 2014.



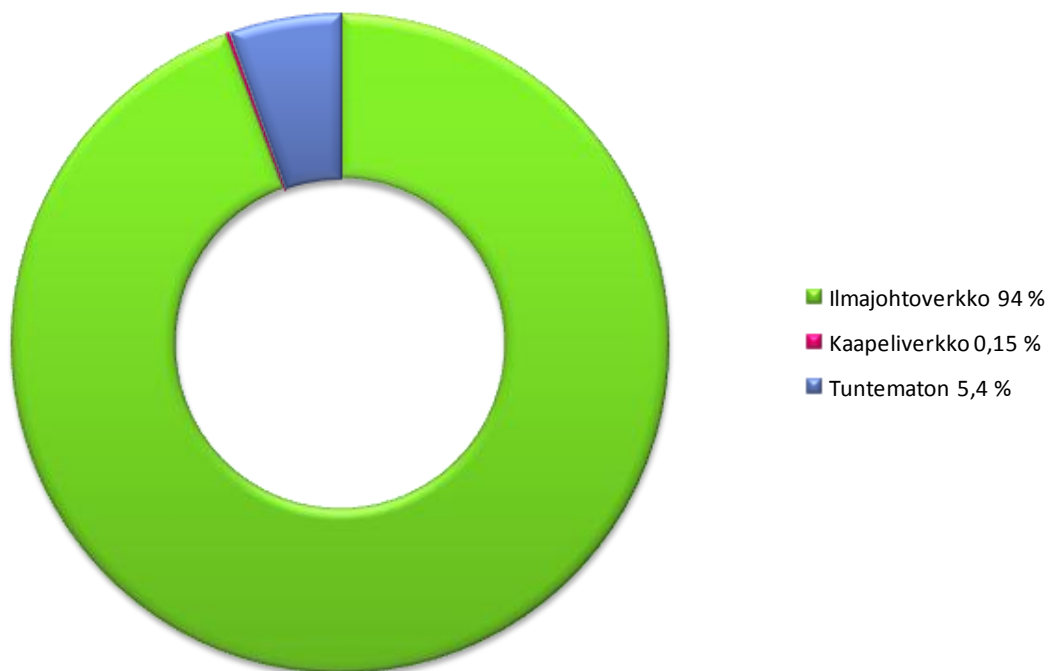
KUVIO 6. KSV:n keskimääräinen keskeytysaika asiakasta kohden vuosina 2005–2014. Tarkasteltujen kymmenen vuoden keskiarvo on 23 min ja viimeisen viiden vuoden keskiarvo on 18 min.

Kuvassa 1 on esitetty KSV:n verkkoalue, johon on ympyröillä merkitty verkon vikapaikat vuosilta 2008–2013. Purppuran väriset ympyrät kuvaavat säävikoja, turkoosit kaivutöistä aiheutuneita vikoja ja vihreillä on kuvattu muita verkossa tapahtuneita vikoja, kuten materiaalivikoja. Kuten kuvassakin on nähtävillä, erilaiset sääilmiöt aiheuttavat suurimman osan verkon vioista. Tässä työssä käsiteltävät alueet on rajattu punaisella.



KUVA 1. Suunniteltavat alueet ja sähköverkon vikapaikat vuosina 2008–2013. Purppurat ympyrät kuvaavat säävikoja, turkoosit kaivutoista aiheutuneita vikoja ja vihreät muita vikoja. Työssä käsiteltävät alueet on rajattu kuvaan punaisella.

Suurin osa keskeytyksistä johtuu kj-verkossa tapahtuneiden vikojen vuoksi, ja näistä edelleen suurin osa johtuu sääilmiöistä. Kuviossa 7 on esillä KSV:n kj-verkossa tapahtuneiden keskeytystuntien jakaantuminen vian sijainnin perusteella vuonna 2014. Siitä nähdään, että suurin osa keskeytyksistä tapahtuu ilmajohtoverkossa, joten se puoltaa myös kj-verkon kaapelointiasteen nostamista.



KUVIO 7. Asiakkaan kokema keskimääräinen keskeytysaika vian sijainnin suhteen KSV:n kj-verkossa vuonna 2014. Viat tapahtuvat pääasiassa ilmajohtoverkossa.

### 3.5 Vakiokorvaukset

Sähkömarkkinalain mukaan verkkoyhtiön tulee maksaa asiakkaalleen vakiokorvausta eli hyvitystä yhtäjaksoisen keskeytyksen vuoksi, jos verkkoyhtiö ei voi näyttää keskeytyksen aiheutuneen vaikutusmahdollisuuksiensa ulkopuolella olevasta esteestä. Korvauksen määrään vaikuttavat keskeytysajan pituus ja vuotuinen verkkopalvelumaksu. Asiakkaalle maksettavien vakiokorvausten määrä on maksimissaan 200 % vuoden siirtomaksuista tai 2 000 €. (Sähkömarkkinalaki 2013.)

Vakiokorvaus vuotuisesta siirtopalvelumaksusta on:

- 10 % keskeytysajan oltua vähintään 12 h, mutta vähemmän kuin 24 h
- 25 % keskeytysajan oltua vähintään 24 h, mutta vähemmän kuin 72 h
- 50 % keskeytysajan oltua vähintään 72 h, mutta vähemmän kuin 120 h
- 100 % keskeytysajan oltua vähintään 120 h, mutta vähemmän kuin 192 h
- 150 % keskeytysajan oltua vähintään 192 h, mutta vähemmän kuin 288 h
- 200 % keskeytysajan oltua vähintään 288 h. (Sähkömarkkinalaki 2013.)

Myös KSV on maksanut asiakkailleen lähes vuosittain vakiokorvauksia. Korvauksia on maksettu enimmillään muutamia tuhansia euroja. Pääasiassa korvaukset ovat kohdistuneet ilmajohtoverkon piirissä oleville yksittäisille vapaa-ajanasukkaille.

## 4 TOIMITUSVARMUUS

Sähkönjakelun toimitusvarmuus kuvaa sitä, kuinka häiriöttömästi sähköä voidaan verkkojen kautta siirtää tuottajalta käyttäjälle eli kuinka hyvin sähköverkot toimivat. Sähköverkon tehtävänä on toimia mahdollisimman hyvin myös vikojen ja muiden häiriöiden aikana. Sen lisäksi jakeluverkonhaltijan asiakkaalle toimittaman sähkön laadun tulee olla riittävän hyvää. (Elovaara & Haarla 2011.)

### 4.1 Toimitusvarmuuden kehittäminen

Toimitusvarmuustason nostamiseen on olemassa useita verkkoteknisiä keinoja. Keinojen toteuttamisen hyödyt riippuvat siitä, tarkastellaanko asiaa suurhäiriön näkökulmasta vai normaalin jakelukeskeytyksen kannalta. Taulukossa 1 on arvioitu eri verkkotekniikoiden vaikutusta pitkien katkojen vähentämiseen sekä normaalitilanteessa että suurhäiriön aikana. (Haakana ym. 2012.)

TAULUKKO 1. Verkkotekniset mahdollisuudet toimitusvarmuustason parantamiseen: ++ merkittävä vaikutus/nopea, + kohtalainen vaikutus/keskimääräinen nopeus, – ei vaikutusta/hidas (Haakana ym. 2012.)

Tekniikka	Vaikutus normaaliin käyttövarmuuteen	Vaikutus pitkien katkojen kestoon ja laajuuteen	Toteutusnopeus
Verkstoautomaatio	++	–	++
Sähköasemat	++	+	++
Avojohdot nykypaikoille	–	–	+
Avojohdot tien varteen	++	+	+
PAS-johdot nykypaikoille	++	–	+
Ilmakaapelit	++	+	+
1000 V pj-johdot, kaapeli	++	++	–
20 kV:n kaapelointi	++	++	–
0,4kV:n kaapelointi	+	++	–

Normaalien jakelukeskeytysten kannalta hyvä tekniikka toimitusvarmuuden parantamiseksi on verkostoautomaation lisääminen, joka on toteutustavoiltaan nopeaa ja helppoa ja parantaa merkittävästi toimitusvarmuutta. Suurhäiriöriskin kannalta tarkasteltuna automaatio ei kuitenkaan paranna sähkönjakelun luotettavuutta. (Haakana ym. 2012.)

Taulukosta 1 nähdään, että merkittävin vaikutus suurhäiriöstä johtuvien pitkien katkojen laajuuteen ja kestoon on kaapeloinnilla. Kaapelointi on muihin tekniikoihin verrattuna aikaa vievää ja investointikustannuksiltaan kallista, mutta kaapeli on käytössä erittäin varmatoimista, koska sääolot eivät vaikuta sen toimintaan. (Haakana ym. 2012.)

## 4.2 Viranomaisvaatimukset ja toimitusvarmuus

### 4.2.1 Työ- ja elinkeinoministeriö

Työ- ja elinkeinoministeriön (TEM) tehtävä Suomessa on vastata yrittäjyyden ja innovaatiotoiminnan toimintaympäristöstä, työmarkkinoiden toimivuudesta, työntekijöiden työllistymiskyvystä ja alueiden kehittämisestä. Ministeriön toimialaan kuuluu energiapolitiikka, joka perustuu hallitusneuvotteluissa laadittuihin energiapolitiittisiin asiakirjoihin ja kansainvälisiin sopimuksiin. (TEM 2014.)

TEM:n energiaosasto sai vuonna 2011 elinkeinoministeri Jyri Häkämieheltä sähkön toimitusvarmuutta koskevan toimeksiannon, joka pohjautui saman vuoden myrskyjen aiheuttamiin laajoihin ja pitkityneisiin sähkönjakeluhäiriöihin. Energiaosasto laati vuonna 2012 ehdotuksen toimenpiteistä, joilla sähkönjakelun varmuutta saadaan parannettua ja sähkökatkojen vaikutuksia lievennettyä. Ehdotus hyväksyttiin toimitusvarmuuden osalta lähes sellaisenaan sähkömarkkinalakiin, joka tuli voimaan syksyllä 2013. (TEM 2012.)

### 4.2.2 Sähkömarkkinalaki

Sähkömarkkinalaki on säädetty vuonna 1995. Sen tavoitteena on varmistaa kansallisten ja alueellisten sähkömarkkinoiden edellytykset niin, että sähkön loppukäyttäjille turvataan hyvä sähkön toimitusvarmuus, kilpailukykyinen hinta ja kohtuulliset palveluperiaatteet. (Sähkömarkkinalaki 2013.)

Uudistunut, 1.9.2013 voimaan tullut sähkömarkkinalaki (588/2013) sisältää merkittäviä muutoksia, joihin jakeluverkkoyhtiöiden tulee reagoida. Laki vaatii jakeluverkkoyhtiöitä parantamaan sähkön toimitusvarmuutta ja asettaa loppukäyttäjää koskeville keskeytysajoille tietyt enimmäisaikarajat. Sähkönjakelun keskeytysten enimmäisaikoihin on tehty muutoksia, joiden mukaan myrskyn tai lumi-kuorman seurauksena sähkökatkoksen kesto asemakaava-alueella saa enimmillään olla kuusi tuntia ja asemakaavan ulkopuolisilla alueilla 36 tuntia. 36 tunnin keskeytys saa ylittyä käyttöpaikoilla, joilla sähkönkulutus on vähäistä ja investointikustannukset vaatimusten täyttämiseen ovat etäisen sijaintinsa vuoksi poikkeuksellisen suuret. Keskeytysaika saa ylittyä myös silloin, jos käyttöpaikka sijaitsee saarella, johon kulkuyhteydet ovat hankalat. Vaatimukset toimitusvarmuuden parantamiseksi on täytettävä vuoden 2028 loppuun mennessä. Vaatimusten tulee täytyä portaittain niin, että vuoden 2019 loppuun mennessä 50 % ja vuoden 2023 loppuun mennessä 75 % asiakkaista on vaadittujen maksimikeskeytysaikojen piirissä. (Sähkömarkkinalaki 2013.)

#### 4.2.3 Energiavirasto

Uusi sähkömarkkinalaki tuli voimaan syksyllä 2013 ja lisäsi Energiaviraston toimitusvarmuuden valvonta-, seuranta- ja kehittämistehtäviä. Energiavirasto antoi uuden lain johdosta verkkoyhtiöille määräyksen, jonka mukaan sähköjakeluverkon haltijoiden tulee kahden vuoden välein laatia jakeluverkkonsa kehittämissuunnitelma. Ensimmäinen kehittämissuunnitelma tuli toimittaa Energiavirastolle 30.6.2014 mennessä. Kehittämissuunnitelmassa tuli esittää yksityiskohtaisesti sähköjakeluverkon toimitusvarmuuden parantamiseen tähtäävät toimenpiteet, minkä lisäksi siinä tuli yleisellä tasolla kuvata tulevat kehittämistoimenpiteet, jotka on suunniteltu tehtäväksi seuranta-ajan jäljellä olevina vuosina. (Energiavirasto 2013a.)

#### 4.3 Toimitusvarmuuden kehittämissuunnitelma

Konsultointi- ja asiantuntijapalveluita tarjoava EIMil Oy on tehnyt KSV:lle toimitusvarmuuden kehittämissuunnitelman, jossa määritellään, mitä uudistuksia verkkoalueella tulisi tehdä, jotta verkko täyttäisi sähkömarkkinalain toimitusvarmuudelle asettamat vaatimukset. (EIMil Oy 2014.)

KSV:n asiakasmäärissä toimitusvarmuustason nostamista koskevat tavoitteet tarkoittavat vuoden 2014 asiakasmäärillä seuraavaa:

- 50 % = 26 992 asiakasta
- 75 % = 40 487 asiakasta
- 100 % = 53 983 asiakasta.

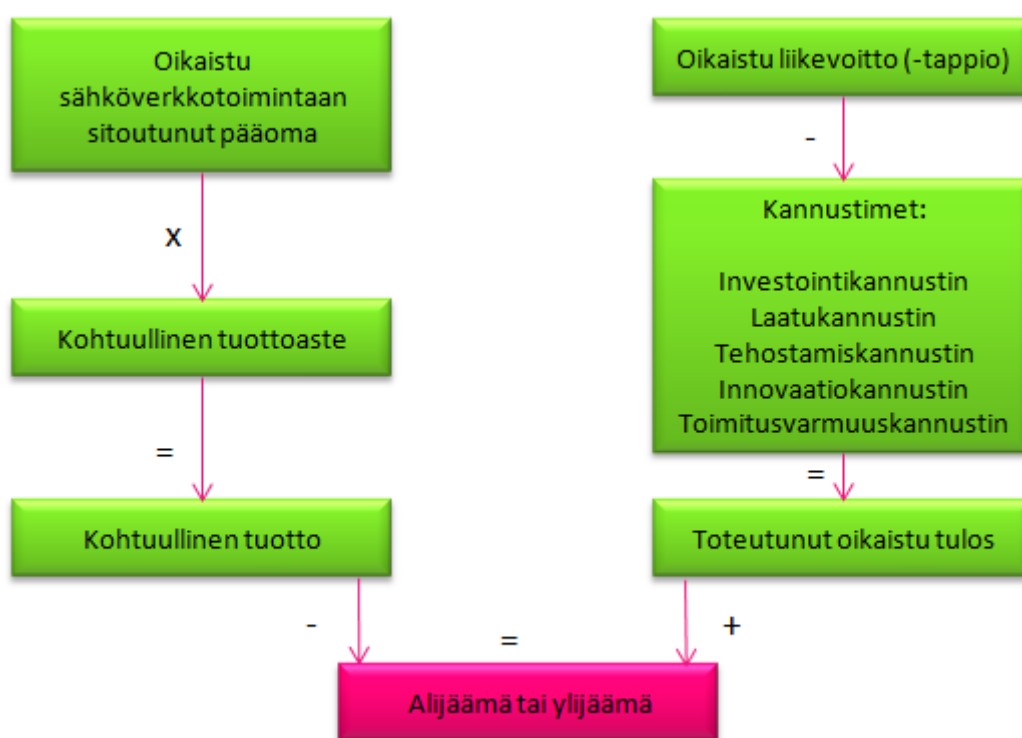
Kehittämissuunnitelman pohjaksi EIMil Oy on laatinut KSV:lle suurhäiriömallin, jonka avulla on arvioitu nykyisen jakeluverkon selviytymiskykyä suurhäiriötilanteessa. Sen mukaan nykyisessä verkossa 30 000 asiakasta voi hetkellisesti olla ilman sähköä suurhäiriön aikana. Tämänhetkisessä KSV:n viankorjausorganisaatiossa on normaalitilanteessa käyttöpäivystäjä sekä kaksi asentajaa. Asentajapäivystys ostetaan pääosin verkostourakoitsijalta. Suurhäiriön sattuessa viankorjauspartioita saadaan järjestymään seitsemän, mikä tarkoittaa 14:ää asentajaa. Nykyinen korjaushenkilöstö ei kuitenkaan riitä vaadittujen enimmäiseskeytysaikojen saavuttamiseen suurhäiriön aikana. (EIMil Oy 2014.)

Kehittämissuunnitelmassa todetaan, että kj-ilmalinjan kaapelointi on paras ratkaisu toimitusvarmuustason nostamiseen. Suunnitelman mukaan KSV:n verkkoalueella on noin 50 km kj-ilmajohtoa, joka tulisi vaihtaa maakaapeliin. Sen lisäksi verkossa on 47 pylväsmuuntamoita, jotka tulee uusia kaapeloinnin yhteydessä. Edellä mainitut uudistukset riittävät vaadittuun toimitusvarmuustason saavuttamiseen nykyisellä viankorjausorganisaatiolla. EIMil Oy on työssään tehnyt karkean kaapelointisuunnitelman, jossa ilmajohtot on vaihdettu kaapeleiksi jo olemassa olevia johtokatuja hyödyntäen. Suunnitelmassa ei ole esitetty vaihtoehtoisia kaapelireittejä, eikä se myöskään ota kantaa uusiin muuntamopaikkoihin tai niiden kokoon ja lukumäärään. (EIMil Oy 2014.)



## 5 SÄHKÖVERKKOLIIKETOIMINNAN VALVONTA

Sähköverkkoliiketoiminta on Suomessa monopolitoimintaa, eivätkä markkinat näin ollen luo painetta toiminnan laatuun ja tehokkuuteen. Monopolin palveluiden ylihinnoittelun estämiseksi toimintaa säädel-  
dellään viranomaisvalvonnalla. Tämän lisäksi valvotaan palvelujen läpinäkyvyyttä, laatua ja tasapuo-  
lisuutta. Sääntelyn tehtävä on myös varmistaa liiketoiminnan kannustinten tehokkuus, jotta verkko-  
toimintaan sijoittamiseen ja investointiin riittää halukkuutta. Valvontaa toteutetaan valvontajaksojen  
menetelmien mukaan. Nyt on meneillään kolmas valvontajakso (2012–2015), jonka myötä on siirryt-  
ty uudistettuihin valvontamenetelmiin. Kuvassa 2 nähdään kolmannen valvontajakson valvontame-  
netelmät ja toimintaperiaate. (Energiavirasto 2014.)



KUVA 2. Energiaviraston valvontaperiaatteet kolmannella valvontajaksolla (Energiavirasto 2014.)

### 5.1 Kohtuullinen tuotto

Energiavirasto soveltaa valvonnassaan kohtuulliseen tuottoon perustuvaa mallia, johon sisältyy sekä kohtuullisen tuoton että kohtuullisen kustannuksen arviointi. Verkkoliiketoiminnan kohtuullinen tuotto lasketaan WACC-prosentin ja nykykäyttöarvon perusteella. Kohtuullista tuottoa määritettäessä lasketaan ensin verkon jälleenhankinta-arvo, josta lasketaan edelleen verkon nykykäyttöarvo. Nykykäyttöarvoa käytetään laskennassa pääomana, jonka perusteella saadaan määritettyä sallittu tuotto WACC-prosentin avulla. Tuottoprosentit määritetään erikseen omalle ja vieraalle pääomalle. Saadusta summasta vähennetään kohtuulliset kulut, poistot ja verot. Sallittu ja toteutunut tuotto lasketaan vuosittain. Yksittäiset vuodet saavat olla tuoton perustella yli- tai alijäämäisiä, mutta ne tulee kompensoida viimeistään seuraavalla valvontajaksolla. (Partanen 2008.)

### 5.1.1 WACC

Tiettyt kohtuullisen tuoton laskentaan käytettävät parametrit päivitetään vuosittain. Tällaisia ovat mm. verkkokomponenttien yksikköhinnat ja WACC eli verkkoliiketoimintaan sitoutuneen pääoman kohtuullinen tuottoaste, joka tulee sanoista Weighted Average Cost of Capital. Se määritetään pääoman (oma/vieras pääoma) painotetun keskikustannusmallin avulla. Menetelmässä pääoma erotellaan omaan ja vieraaseen pääomaan, joille molemmille määritetään kohtuullisen tuoton taso. Energiavirasto käyttää oman ja vieraan pääoman suhteena kiinteää arvoa 30 % / 70 %. (Partanen 2008.)

Nykykäyttöarvon ja WACC:n pohjalta verkkoyhtiöt laskevat sallitun vuosituottonsa. Energiaviraston vahvistama WACC-prosentti vuonna 2015 yhteisöverovelvollisille sähköverkonhaltijoille oli 3,12 % ja muille sähköverkonhaltijoille 3,34 %.

### 5.1.2 Nykykäyttöarvo ja jälleenhankinta-arvo

Jälleenhankinta-arvolla tarkoitetaan arvioitavan kohteen uudelleenhankeintahintaa. Sähköverkon jälleenhankinta-arvo lasketaan verkonhaltijan ilmoittamien, hallinnassaan ja käytössään olevien verkon eri komponenttien määrätietojen ja Energiaviraston ilmoittamien yksikköhintojen perusteella. Komponenttien tulee olla tosiasiallisessa käytössä, eli esimerkiksi varastoituja komponentteja ei sisällytetä verkon jälleenhankinta-arvoon. Energiaviraston vuodelle 2014 määrittämät yksikköhinnat löytyvät liitteestä 1. (Energiavirasto 2013b.)

Jälleenhankinta-arvo lasketaan komponenttiryhmäkohtaisesti kaavan 1 mukaan.

$$JHA_i = yksikköhinta_i * määrä_i \quad (1)$$

Aluekohtaiset jälleenhankinta-arvot lasketaan kaavan 2 mukaan.

$$JHA = \sum_{i=1}^n (JHA_i) \quad (2)$$

kaavoissa 1 ja 2

$JHA_i$  = komponenttiryhmän i kaikkien komponenttien yhteenlaskettu jälleenhankinta-arvo

$yksikköhinta_i$  = komponenttiryhmäkohtainen liitteen 1 mukainen yksikköhinta

$määrä_i$  = komponenttiryhmän kaikkien komponenttien lukumäärä



Nykykäyttöarvolla tarkoitetaan arvioitavan kohteen nykyistä arvoa, jolla se esimerkiksi voidaan myydä. Sähköverkon nykykäyttöarvo lasketaan jälleenhankintahinnasta komponenttikohtaisten ikä- ja pitoaikatietojen perusteella. (Energiavirasto 2013b.)

Alueiden nykykäyttöarvon määrittämisessä jokaisen komponentin arvo lasketaan erikseen ja lopuksi arvot lasketaan yhteen, jolloin saadaan tulokseksi koko kyseessä olevan verkon arvo. Laskennat tehdään komponenttiryhmittäin, jotta saadaan tarkempaa tietoa eri komponenttien investointien kannattavuudesta. Komponenttiryhmäkohtaiset nykykäyttöarvot on määritetty kaavalla 3.

$$NKA_{t,i} = \left(1 - \frac{ikä_{t,i}}{pitoaika_{t,i}}\right) * JHA_{t,i} \quad (3)$$

Aluekohtaiset nykykäyttöarvot lasketaan kaavan 4 mukaan.

$$NKA_{t,i} = \sum_{i=1}^n (NKA_{t,i}) \quad (4)$$

Kaavoissa 3 ja 4

$NKA_{t,i}$	= Komponentin $i$ nykykäyttöarvo vuoden $t$ alussa
$ikä_{t,i}$	= Komponentin $i$ ikä vuoden $t$ alussa
$pitoaika_{t,i}$	= Komponentin $i$ pitoaika vuoden $t$ alussa
$JHA_{t,i}$	= Komponentin $i$ jälleenhankinta-arvo vuoden $t$ alussa

### 5.1.3 Pitoaika

Pitoajalla tarkoitetaan aikaa, jonka verkon komponentti on käytössä ennen uusimista. Komponenteille voidaan määrittää sekä tekninen että taloudellinen pitoaika. Tekninen pitoaika on sama kuin tekninen käyttöikä ja se päättyy, kun komponentti rikkoutuu. Taloudellinen pitoaika on tavallisesti lyhyempi ja sen katsotaan päättyneen, kun komponentin vaihtaminen on taloudellisesti kannattavaa. Usein käytetään määrittelyyn teknistaloudellista pitoaikaa, joka on edellisten yhdistelmä. Sillä tarkoitetaan aikaa, jonka verkostokomponentti saa olla verkossa. Se on yleensä lyhyempi kuin tekninen pitoaika, mutta usein taas pitempi kuin taloudellinen pitoaika. (Partanen 2008.)

Tässä työssä pitoajalla tarkoitetaan teknistaloudellista pitoaikaa. Pitoajalla on suuri merkitys, kun määritetään verkon nykykäyttöarvoa ja verkostoinvestointien poistoja. Pitoaika vaikuttaa suoraan nykykäyttöarvoon, jota käytetään sallitun tuoton laskennan suureena. Energiavirasto on määritellyt tietyt vaihteluvälit, joiden mukaan verkkoyhtiöt päättävät käyttämänsä komponenttien pitoajat.

Sähköjakeluverkon komponenttien keskimääräinen pitoaika on 30–50 vuotta. Vaatimus toimitusvarmuustason nostamisesta aiheuttaa verkkoyhtiöille tilanteen, jossa joudutaan uusimaan verkkoa, joka ei ole vielä pitoaikansa lopussa. Tämä aiheuttaa verkkoyhtiöille omaisuuden arvon menetystä,

kun uudistetaan pitoaikaa omaavaa verkkoa. Verkkoa uudistettaessa sen arvo kasvaa, mutta näissä tapauksissa kasvu ei ole täysimääräistä, koska korvattavan komponentin nykyarvo vähentää kasvua.

## 5.2 Valvontamallin kannustimet

Energiaviraston vahvistamiin valvontamenetelmiin sisältyvät verkkotoiminnan kannustimet, joita ovat tehostamiskannustin, investointikannustin, laatukannustin, innovaatiokannustin ja toimitusvarmuuskannustin. Kannustimien lähtökohta on toimitusvarmuutta ja kustannustehokkuutta parantavien investointien mahdollistaminen. (Energiavirasto 2014.)

Valvontatoiminnan yhtenä tavoitteena on verkonhaltijan toiminnan tehostaminen. Verkonhaltijan tehostamispotentiaali tulee arvioida ja tuottavuudenkasvumahdollisuudet määrittää, jotta voidaan asettaa tehostamistavoitteita. Tehostamistavoitteen tarkoitus on kannustaa verkonhaltijaa toimimaan yleisen tuottavuuskehityksen mukaan. Valvontatoiminnassa tehostamiskannustin koostuu verkonhaltijakohtaisesta tehostamistavoitteesta ja kohtuullisista tehostamiskustannuksista. (Energiavirasto 2014.)

Kolmannen jakson valvontamenetelmiin kuuluu investointikannustin, jonka tarkoitus on kannustaa verkonhaltijoita kehittämään verkkoaan ja investoimaan siihen. Investointikannustimen muodostaa kaksi osaa. Ensimmäisenä osana on poistomenetelmä, joka huomioidaan toteutuneen oikaistun tuloksen laskennassa ja toisena osa, joka muodostuu verkonhaltijan voitonjakoluonteisten erien ja riittävän investointitason seurannasta. (Energiavirasto 2014.)

Yhtenä valvontamenetelmänä huomioidaan laatukannustin, jolla halutaan kannustaa verkonhaltijaa sähkönsiirron ja -jakelun laadun kehittämisessä. Lähtökohtana on saada minimoitua keskeytyskustannukset. Laatukannustimessa toimivin tapa on tarkastella sähkönsiirron ja -jakelun keskeytyksistä asiakkaille aiheutunutta haittaa. Laatukannustimen tarkoitus on myös ohjata verkonhaltijoiden omaloitteista sähkönsiirron ja -jakelun laadun parantamista. (Energiavirasto 2014.)

Kolmannen valvontajakson valvontamenetelmiin on uutena lisätty innovaatiokannustin, jonka tarkoitus on kannustaa verkonhaltijaa innovatiivisiin, teknisiin ja toiminnallisiin ratkaisuihin verkkotoiminnassa. Innovaatiokannustin koostuu kahdesta osasta; tutkimus- ja kehityskustannukset ja etäluettavien (max 63 A) käyttöpaikkojen tuntimittauksiin liittyvät kustannukset. (Energiavirasto 2014.)

Sähkömarkkinalakiin vuonna 2013 tulleiden muutosten johdosta valvontamenetelmiin on lisätty myös toimitusvarmuuskannustin. Kannustimessa otetaan huomioon uudet kunnossapito- ja varautumistoimenpiteet ja ennenaikaiset korvausinvestoinnit, jotka johtuvat toimitusvarmuustason parantamisesta. (Energiavirasto 2014.)

### 5.2.1 Keskeytyksistä aiheutunut haitta

Keskeytyksillä on merkittävä tehtävä valvontamallissa. Kaikille verkkoyhtiöille lasketaan vuosittaiset keskeytyskustannukset. Keskeytyskustannuksia laskettaessa otetaan huomioon pysyvien vikakeskeytysten ja työkeskeytysten määrä ja kesto, pika- ja jälleenkytkentöjen määrä, keskeytysten yksikkö hinnat ja toimittamatta jäänyt energia sekä teho. Vuoden keskeytyskustannuksia verrataan referenssitasoon, joka on keskiarvo vuosien 2005–2010 keskeytyskustannuksista. Sen perusteella yhtiö voi saada laatubonusta tai -sanktiota. Laatubonus tai -sanktio voi enimmillään olla 20 % sallitusta tuotosta. Näin saadaan rajattua pois poikkeuksellisten olojen aiheuttamat suuret muutokset. (Partanen 2008.)

Keskeytyksistä aiheutuu haittaa sekä asiakkaille että verkkoyhtiölle. Verkkoyhtiöille syntyy usein tun-  
tuvia kuluja viankorjauskustannuksista. Asiakkaan kokema haitta riippuu kuluttajaryhmästä. Pää-  
sääntöisesti keskeytyksistä aiheutuu asiakkaille tuotannon menetyistä ja koneiden ja laitteiden sam-  
mumisia. Asiakkaan kokemaa haittaa arvioidaan taulukossa 2 esillä olevien asiakasryhmäkohtaisten  
KAH-arvojen avulla, jotka on määritelty vuonna 2006 tehdyn asiakaskyselytutkimuksen perusteella.  
(Partanen 2008.)

TAULUKKO 2. Asiakaskohtaiset keskeytyskustannusparametrit erilaisille käyttäjäryhmille  
(Lakervi & Partanen 2008.)

Asiakasryhmä	Vikakeskeytys		Työkeskeytys		PJK	AJK
	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kWh
<b>Kotitalous</b>	0,36	4,29	0,19	2,21	0,11	0,48
<b>Maatalous</b>	0,45	9,38	0,23	4,8	0,2	0,62
<b>Julkinen</b>	1,89	15,08	1,33	7,35	1,49	2,34
<b>Palvelu</b>	2,65	29,89	0,22	22,82	1,31	2,44
<b>Teollisuus</b>	3,52	24,45	1,38	11,47	2,19	2,87

Energiavirasto kerää verkkoyhtiöiltä keskeytystunnusluvut, joista käy ilmi keskeytysten lukumäärät ja pituudet. Tunnusluvuista ei käy ilmi asiakasryhmää, minkä vuoksi energiavirasto käyttää KAH-arvoina energiapainotettuja tunnuslukuja. Taulukossa 3 on esillä käytössä olevat keskeytyksistä aiheutuneen haitan yksikköhinnat vuoden 2005 rahanarvossa. Keskeytyskustannuksia laskettaessa yksikköhinnat korjataan kuluttajahintaindeksillä kunkin vuoden rahanarvoon. (Energiavirasto 2014.)

TAULUKKO 3. Energiapainotetut keskimääräiset KAH-parametrit (Energiavirasto 2014.)

Odottamaton keskeytys		Suunniteltu keskeytys		Aikajälleenkytkentä	Pikajälleenkytkentä
€/kWh	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kW	€/kW
11,0	1,1	6,8	0,5	1,1	0,55

### 5.2.2 Kannustimet tulevilla valvontajaksilla

Energiavirasto on hahmotellut suuntaviivat tuleville neljännelle (2016–2019) ja viidennelle (2020–2023) valvontajaksolle. Valvontamallin kannustimiin suunnitellaan uudistuksia, joihin on huomioitu sähkömarkkinalain määrittelemät toimitusvarmuusvaatimukset. Nämä uudistukset ohjaavat verkonhaltijaa parantamaan verkon toimitusvarmuutta. Suuntaviivaehdotukset ovat tällä hetkellä verkonhaltijoilla lausuntakierroksella. Suurin osa työssä käsiteltävistä tavoiteverkkomallin mukaisista investoinneista tullaan tekemään tulevilla valvontajaksilla. Tässä osiossa esitetään valvontamallin kannustimiin ehdotetut muutokset.

Tehostamiskannustimeen tulee muutoksia neljännellä valvontajaksolla. Sähkömarkkinalain uudistuksen myötä verkonhaltijalle on tullut uusia tehtäviä ja toimintatapoja, kuten tuntimittaukseen ja etäluentaan siirtyminen. Uudistuksista aiheutuvat kustannukset ja hyödyt huomioidaan korjaamalla yleisen tehostamistavoitteen tasoa siten, että tehostamistavoitteen arvona käytetään aikaisemman kahden prosentin sijasta arvoa 0 %. (Energiavirasto 2015.)

Neljännellä ja viidennellä valvontajaksolla investointikannustimen tarkoituksena on kannustaa verkonhaltijaa tekemään myös toimitusvarmuutta parantavia investointeja. Tavoitteena on kannustaa verkkoyhtiötä järkeviin, kustannustehokkaisiin ja toimitusvarmuutta parantaviin investointeihin. Tämän seurauksena oikaistun tasapoiston laskenta ei pääty, vaikka komponentti ylittäisi sille valitun pitoajan, eli kannustimeen sisältyy oikaistuja tasapoistoja myös pitoaikaansa vanhemmista komponenteista. Näin saadaan kompensoitua ennenaikaisia korvausinvestointeja, jos verkkoyhtiö on valinnut pitoajat oikein. (Energiavirasto 2015.)

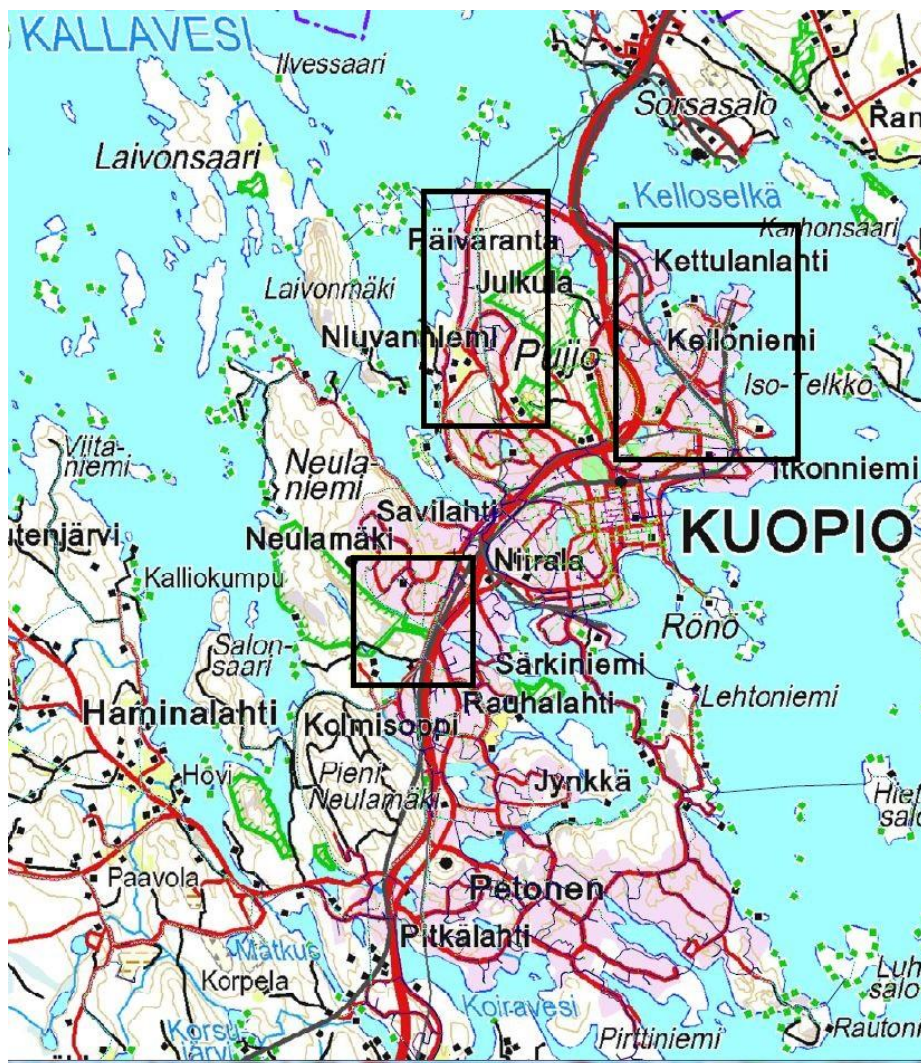
Laatukannustimella kannustetaan verkonhaltijaa saavuttamaan vähintään sähkömarkkinalain vaatima toimitusvarmuustaso. Laatukannustimessa seuraavilla valvontajaksilla siirrytään käyttämään kokonaisia keskeytyskustannuksia puolikkaiden sijaan, jolloin toimitusvarmuuden parantamisen vaikutusnopeus kannustimessa kasvaa. Vuodesta 2013 asti Energiavirasto on kerännyt tietoja jakeluverkonhaltijoilta myös tämän suurjännitejakeluverkon keskeytyksistä, jotka tullaan huomioimaan kannustimessa neljännellä valvontajaksolla. (Energiavirasto 2015.)

Innovaatiokannustimeen tulee uudistuksia, jotka koskevat tutkimus- ja kehitystoimintaa. Seuraavilla valvontajaksilla innovaatiokannustimeen hyväksytään tutkimus- ja kehityskustannuksina aikaisemman 0,5 %:n sijaan 1 % vastaava osuus verkonhaltijan valvontajakson eriytettyjen tuloslaskelmien verkkotoiminnan liikevaihtojen summasta. Aikaisemmin tarkastelujakso oli yksi kalenterivuosi, mutta jatkossa se on koko valvontajakson mittainen. (Energiavirasto 2015.)

Toimitusvarmuuskannustimen tarkoituksena on kannustaa verkonhaltijaa tekemään ennenaikaisia korvausinvestointeja toimitusvarmuuden parantamiseksi. Kannustimeen hyväksytään alaskirjaukseksi korvattavien komponenttien NKA-jäännösarvo, jolla tarkoitetaan komponentin alaskirjaushetken mukaista nykykäyttöarvoa. Toimitusvarmuuskannustimeen huomioidaan myös toimitusvarmuuden parantamiseksi tehtävät kunnossapito- ja varautumistoimet. (Energiavirasto 2015.)

## 6 SUUNNITTELUN LÄHTÖKOHDAT

Työn tarkoituksena oli suunnitella KSV:n kolmelle eri alueelle (kuva 3) säävarma kj-verkko, jossa on toimivat varayhteydet. Suunnitelmat tehtiin alueille Kelloniemi–Kettulanlahti, Rypysuo–Julkula ja Levänen, jotka kaikki sijaitsevat Kuopiossa asemakaava-alueella. Suunnittelutyö tehtiin Trimble NIS - verkkotietojärjestelmällä, joka on Tekla Oy:n ylläpitämä verkko-omaisuuden dokumentointiin ja hallintaan tarkoitettu työkalu.



KUVA 3. Suunniteltavat alueet: Kelloniemi–Kettulanlahti, Rypysuo–Julkula ja Levänen

## 6.1 Kaapelit ja kaapelireitit

Tehtävänä oli vaihtaa kaikki kj-ilmalinjat maakaapeliksi miettien optimaalisimmat kaapelireitit ja poistaa kaikki pylväsmuuntamot suunnitellen niiden tilalle tarvittava määrä puistomuuntamoita. Kaapelireitit käytiin läpi maastossa tarkistaen, että suunnitelman mukaiset reitit ovat käytännössä mahdollisia toteuttaa. Joillakin alueilla kaapelireitti suunniteltiin jo olemassa olevalle johtokadulle. Osalla alueista ilmalinja poistettiin ja kaapeli vietiin eri reittiä tarvittavaan kohteeseen. KSV:n verkkoalueella kj-verkossa käytetään kahta eri jännitetasoa, 10 kV ja 20 kV. Opinnäytetyöhön valituilla alueilla on käytössä 20 kV:n jännitetaso.

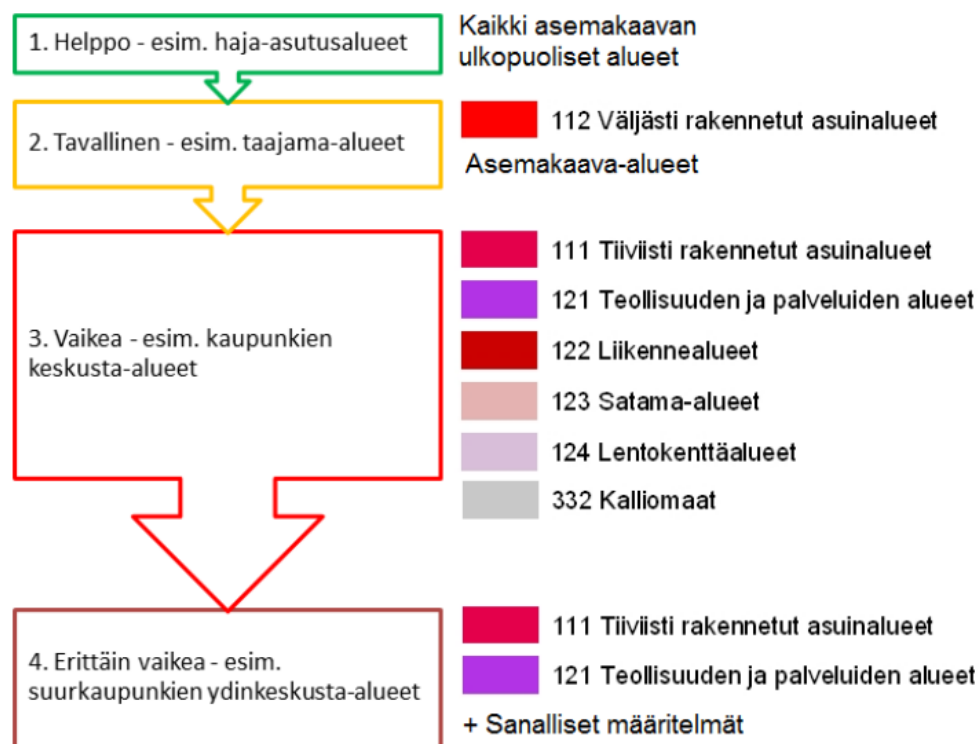
Suunnitelmissa käytettiin AHXAMK-W 3x185 mm<sup>2</sup> -keskijännitekaapelia, joka on KSV:lla yleisin käytössä oleva kj-kaapelityyppi. Se on 20 kV:n vesitiivis, PEX-eristeinen alumiinivoimakaapeli, jonka suurin sallittu kuormitusvirta on 330 A verkostosuosituksen SA 5:94 mukaan.

Alueilla jo olemassa olevat kaapelit pyritään jättämään käyttöön. Osassa verkkoa parempi vaihtoehto on kaivaa uusi kaapeli muita reittejä pitkin muuntamolle, jolloin osa vanhoista kaapeleista jää käyttämättä. Se huomioidaan poistettavien komponenttien jäljelle jäävän arvon määrittämisessä.

Kaivupituudet määritettiin Trimble NIS:n avulla ja kaivuhinnat perustuvat Energiaviraston ja KSV:n nykyisen urakoitsijan antamiin yksikköhintatietoihin. Energiaviraston yksikköhinnat ovat esillä liitteessä 1. Kaivutyöt on pääasiassa määritelty tavalliseksi kaivuksi, mutta selkeästi helpon kaivun alueella olevat kaapelireitit on laskettu helpon kaivun mukaan.

### 6.1.1 Kaivuolosuhteiden määrittäminen

Verkkoyhtiöiden Energiavirastolle toimitettavaan vuosittaiseen selvitykseen sisältyy kaapeliojien arvon määrittäminen. Määrittäminen tapahtuu kulloinkin voimassa olevan valvontajakson ohjeita noudattaen. Tämänhetkinen, kolmas valvontajakso, sanoo, että kaapeliojat on arvioitava CLC (Corine Land Cover) -aineiston perusteella. CLC on rasterimuotoinen paikkatietokanta, joka kuvaa Suomen maankäyttöä ja -peitettä värikoodien avulla. Se on Suomen ympäristökeskuksen ylläpitämä aineisto, joka on maksutta kaikkien verkkoyhtiöiden käytettävissä. Kuvassa 4 on nähtävillä, miten kaivuolosuhteet määritetään CLC-aineiston avulla. (Energiavirasto 2011.)



KUVA 4. Kaivuolosuhteiden määrittäminen CLC-aineiston avulla (Energiavirasto 2011.)

CLC-aineiston lisäksi käytössä ovat sanalliset määritelmät kaivuolosuhteista. Sanallisia määritelmiä voidaan käyttää, kun määriteltävällä alueella ei ole ennestään maakaapeleita, alue on laaja ja selvästi CLC-aineistosta poikkeava. (Energiavirasto 2011.)

Energiaviraston sanalliset määritelmät kaivuolosuhteille:

- helppo, esim. haja-asutusalueet
- normaali, esim. asemakaava-alueet
- vaikea, esim. kaupunkien keskusta-alueet
- erittäin vaikea, esim. suurkaupunkien keskusta-alueet.

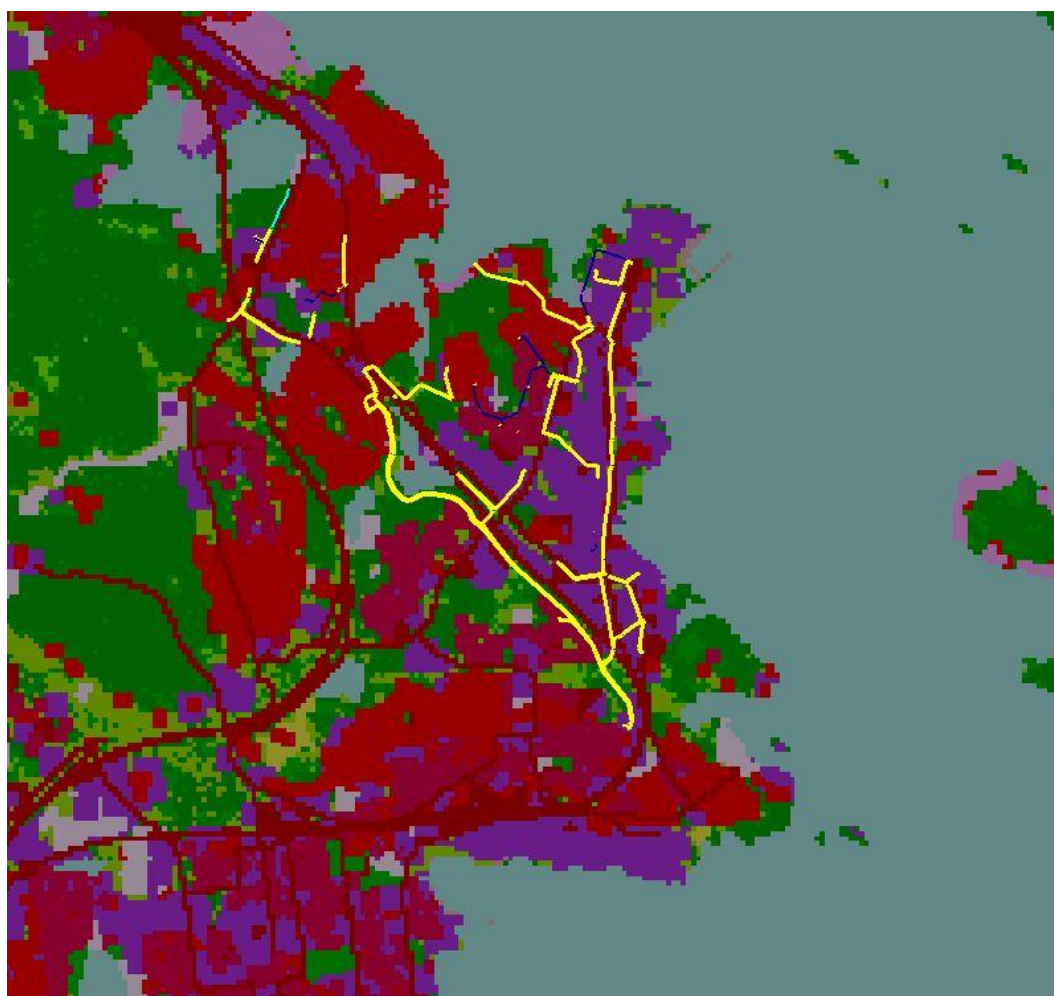
(Energiavirasto 2011.)

#### 6.1.2 CLC-aineiston käyttö

CLC-aineiston käyttö on teoriassa selvää ja yksiselitteistä. Määritykset CLC-aineiston perusteella ovat myös tasapuolisia eri verkkoyhtiöiden kesken. CLC-aineisto on kuitenkin hyvin pirstaleista ja kaapeliojien arvon määrittäminen pelkän CLC-aineiston perusteella tämän vuoksi hyvin työlästä. Aineisto on yleensä vuosia jäljessä nykyhetkestä, ja näin ollen osalla alueista kuvaus poikkeaa huomattavasti todellisesta tilanteesta.



CLC-aineiston mukaan suuri osa Kelloniemi–Kettulanlahti-alueen kaivuolosuhteista olisi vaikeaa, kuten nähdään kuvasta 5, jossa kaivureitit on korostettu keltaisella. Näin ei kuitenkaan käytännössä ole, vaan alueella suurin osa kaivusta on normaalia vastaavaa. Osa alueista taas on CLC-aineiston mukaan helppoa tai normaalia kaivua vastaavaa, kun todellisuudessa maaperä voi olla kaivuolosuhteiltaan erittäin vaikeaa. Tässä työssä ei käytetty CLC-aineistoa, vaan yksinkertaistettiin kaivuolosuhdemääritelmää ja tehtiin laskelmat lähinnä tavallisen kaivun kustannuksilla, lukuun ottamatta joitakin selkeästi helpon kaivun määritelmän täyttäviä alueita, kuten pururatoja. Suunniteltaviin alueisiin käytiin tutustumassa ja todettiin ne lähes kaikkialta tavallisen kaivun alueeksi, minkä vuoksi yksinkertaistus voitiin tehdä.



KUVA 5. CLC-aineisto, Kelloniemi–Kettulanlahti-alue



## 6.2 Muuntamot ja jakelumuuntajat

Työssä keskeistä oli miettiä verkon muotoa varayhteyksien kannalta. Verkko haluttiin silmukoiduksi siten, että joka suuntaan saadaan järjestettyä sähkönsyöttö mahdollisen vian sattuessa. Suunnitelmaa tehtäessä pylväsmuuntamon korvaaminen puistomuuntamolla tuli miettiä tapauksittain. Uusia muuntamoita suunniteltaessa pyrittiin optimoimaan muuntamoiden lukumäärä. Verkossa on paljon pylväsmuuntamoita, joissa on pienitehoiset jakelumuuntajat. Niitä pyrittiin työssä yhdistämään niin, että ne olisivat tarvittavan kokoisia teholtaan ja sijaitsisivat järkevillä paikoilla pj-verkkoon nähden. Uutta muuntamoa suunniteltaessa tuli miettiä muuntamon paikka, jakelumuuntajan koko ja kj-lähtöjen lukumäärä.

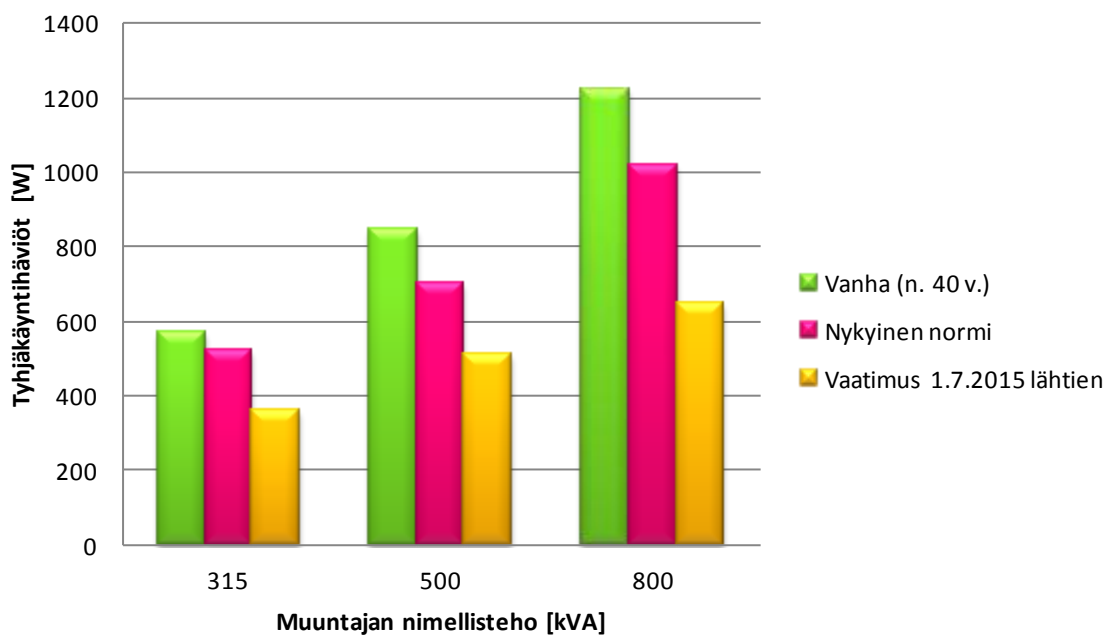
Muuntamotyyppinä suunnitelmissa käytettiin sisältä hoidettavaa betonista puistomuuntamoa. Jakelumuuntajien koot valittiin tarpeen mukaan, kuitenkin niin, että ne vastasivat KSV:lla yleisimmin käytössä olevia muuntajakokoja, joita ovat 315 kVA, 500 kVA, 800 kVA ja 1000 kVA.

Muuntamopaikat käytiin maastossa läpi varmistaen, että paikat ovat tarkoitukseen sopivia. Uutta muuntamoa suunniteltaessa tulee kuitenkin ottaa huomioon lukuisia muitakin asioita. Muuntamoille täytyy mm. hakea lupa maata omistavalta taholta ja selvittää julkisivua koskevat asiat rakennusvalvonnasta. Näin ollen muuntamopaikat ovat suuntaa antavia ja tarkentuvat jatkossa, lähellä toteutumisajankohtaa.

Pylväsmuuntamoiden uusimisen lisäksi haluttiin, että pitoaikansa loppupuolella olevat, peltiset, ulkoa hoidettavat muuntamot vaihdetaan sisältä hoidettaviin puistomuuntamoihin. Tämä lisää jonkin verran investointikustannuksia, mutta kasvattaa verkon arvoa. Arvon nousun ohella muuntamon uusiminen lisää myös verkon automatiikkaa ja parantaa työturvallisuutta. Pitoaikansa loppupuolella olevan jakelumuuntajan uusiminen on kannattavaa sekä verkon arvonnousun että häviöiden kannalta. Vanhan jakelumuuntajan tyhjäkäyntihäviöt ovat yleensä suuria. Jopa pelkät muuntajan pitoaikana syntyvät tyhjäkäyntihäviöistä aiheutuvat kustannukset vastaavat uuden hankintahintaa. Häviökustannukset luetaan operatiivisiin kustannuksiin, joiden aleneminen vaikuttaa suotuisasti myös tehositamiskannustimen vaikutuksiin.

Euroopan komissio on selvittänyt muuntajia koskevia taloudellisia ja ympäristönäkökohtia ja laatinut selvityksen perusteella asetuksen N:o 548/2014, joka määrittää mm. muuntajien tyhjäkäyntihäviöille maksimiarvot. Vaatimukset koskevat 1.7.2015 jälkeen hankittuja muuntajia. (EU-Direktiivi 2014.)

Kuviossa 8 on vertailtu tyhjäkäyntihäviöitä noin 40 vuotta vanhan, nykyisin käytetyn pienihäviöisen ja uuden vaaditun arvon mukaisen muuntajan kesken. Häviöt on määritetty kolmelle erikokoiselle muuntajalle. Uusien vaatimusten mukaisten muuntajien tyhjäkäyntihäviöt ovat noin 40 % pienempiä vanhoihin muuntajiin nähden.



KUVIO 8. Muuntajien tyhjäkäyntihäviöiden vertailu. Uusien vaatimusten mukaisten muuntajien tyhjäkäyntihäviöt ovat keskimäärin 40 % pienempiä vanhoihin (n. 40 v.) verrattuna. (Saastamoinen 2014.)

## 7 NYKYINEN VERKKO

Tässä osiossa käydään läpi jokaisen suunniteltavan alueen osalta tämänhetkisen verkon alue-, ikä- ja komponenttitiedot. Alueita koskevissa kuvissa ilmajohtot näkyvät vaaleansinisellä ja kaapelit tummansinisellä. Pylväsmuuntamot on rengastettu punaisella ja poistettavat puistomuuntamot vihreällä, ja kuviin on merkitty myös muuntamotunnukset. Sen lisäksi kuvissa näkyy vihreällä korostettua 10 kV:n kaapeli- ja ilmajohtoverkkoa, joka on rajattu tämän työn ulkopuolelle.

Trimble NIS:stä saatiin komponenttien ikätiedot, jotka oli määritetty kaikille johdoille, muuntamoille ja jakelumuuntajille. Ainoastaan joidenkin erottimien ikätiedoissa oli puutteita, mutta ne saatiin määritettyä erotinta ympäröivän verkon iän mukaan.

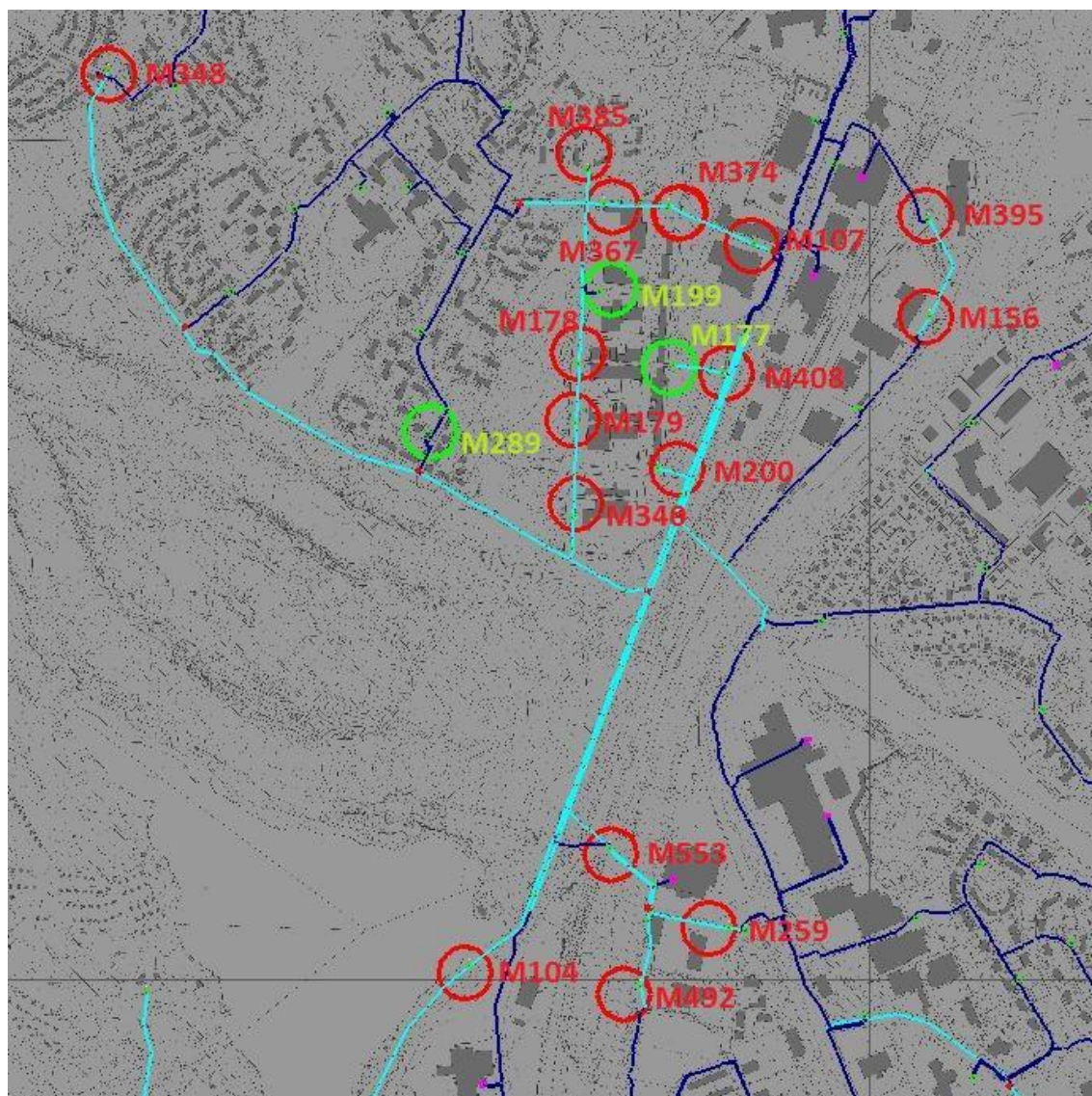
### 7.1 Levänen

Leväsellä sijaitsevan alueen kulutusryhmät muodostuvat pääasiassa teollisuudesta ja palveluista. Alueen lähtöjä, J15, J16 ja J17, syötetään Savilahden sähköasemalta. Suunniteltava alue alkaa Kolmisopentie 7:n kohdalta ja rajoittuu lähinnä Volttikatuun ja sen ympäristöön. Volttikadun varrella kulkevat kj-ilmalinjat ovat riskialttiita myrskyn sattuessa. Linjojen vierellä on suuripuista metsäaluetta, joten puiden kaatuminen linjalle on selkeä riskitekijä.

Alueella on kj-verkkoa yhteensä 17,3 km, josta ilmajohtojen osuus on 8,2 km. Kaapelointiaste on 53 %. Ilmajohtojen keski-ikä on 30 vuotta ja kaapeleiden 16 vuotta. Työssä tarkasteltavista alueista Leväsen kaapelointiaste on korkein ja komponenttien keski-ikä alhaisin. Kuvassa 6 on esillä Leväsen alueen tämänhetkinen verkko.

Muuntamoita alueella on 30: 16 pylväsmuuntamoita, 10 metallista, ulkoa hoidettavaa puistomuuntamoita ja neljä betonista sisältä hoidettavaa puistomuuntamoita. Pylväsmuuntamoiden keski-ikä on 31 vuotta ja puistomuuntamoiden keski-ikä 26 vuotta. Alueella on lisäksi yhdeksän asiakkaiden omaa kulutusmuuntamoita. Kiinteistömuuntamoita alueella ei ole.

Ilmalinjassa olevia erottimia on 28, joista 18 kevyttä johtoerotinta ja 10 katkaisukammioin varustettua johtoerotinta. Erottimien keski-ikä on 24 vuotta, joten niillä on vielä arvoa jäljellä. Erottimet poistuvat ilmalinjaa purettaessa.



KUVA 6. Levänen, nykyinen verkko

## 7.2 Rypysuo–Julkula

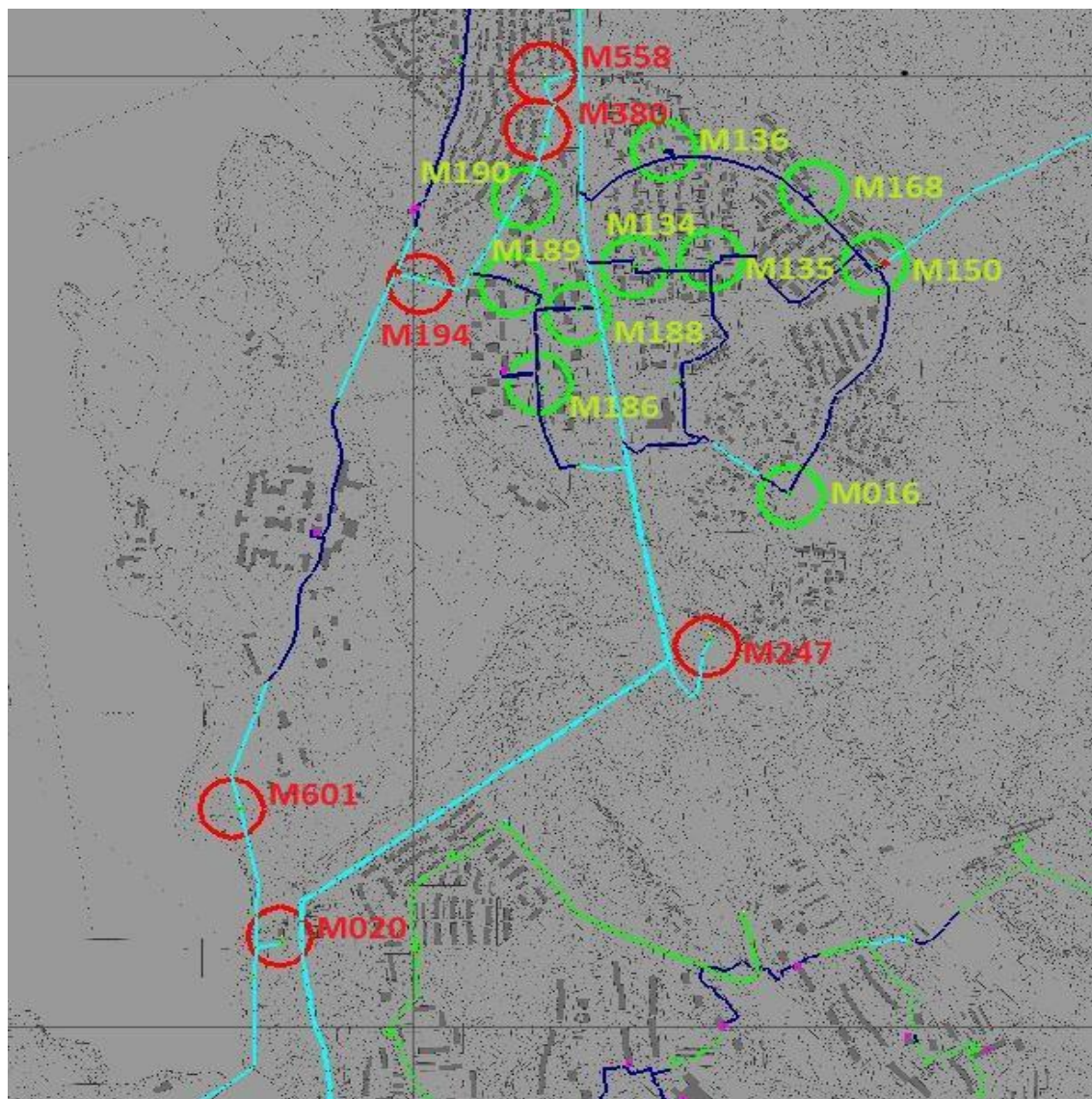
Rypysuo–Julkula-alueella käyttäjäryhmät ovat pääasiassa kotitalouksia. Siellä suuri osa ilmajohtoista ja muuntamoista on pitoaikansa lopussa. Alueen kolmea kj-lähtöä, J06, J09 ja J11, syötetään Savilahden sähköasemalta. Suunniteltava alue on rajattu siten, että sen alkuosa sijaitsee Niuvantiellä ja loppuosa Päivärannan puolella Tuomikujan kohdalla.

Kj-ilmalinjaa ja -kaapelia on alueella yhteensä 16,4 km, josta ilmalinjan osuus on 9,6 km. Alueen tämänhetkinen kaapelointiaste on 41 %. Ilmalinjan keskimääräinen ikä on 29 vuotta ja kaapelien keskimääräinen ikä on 22 vuotta.

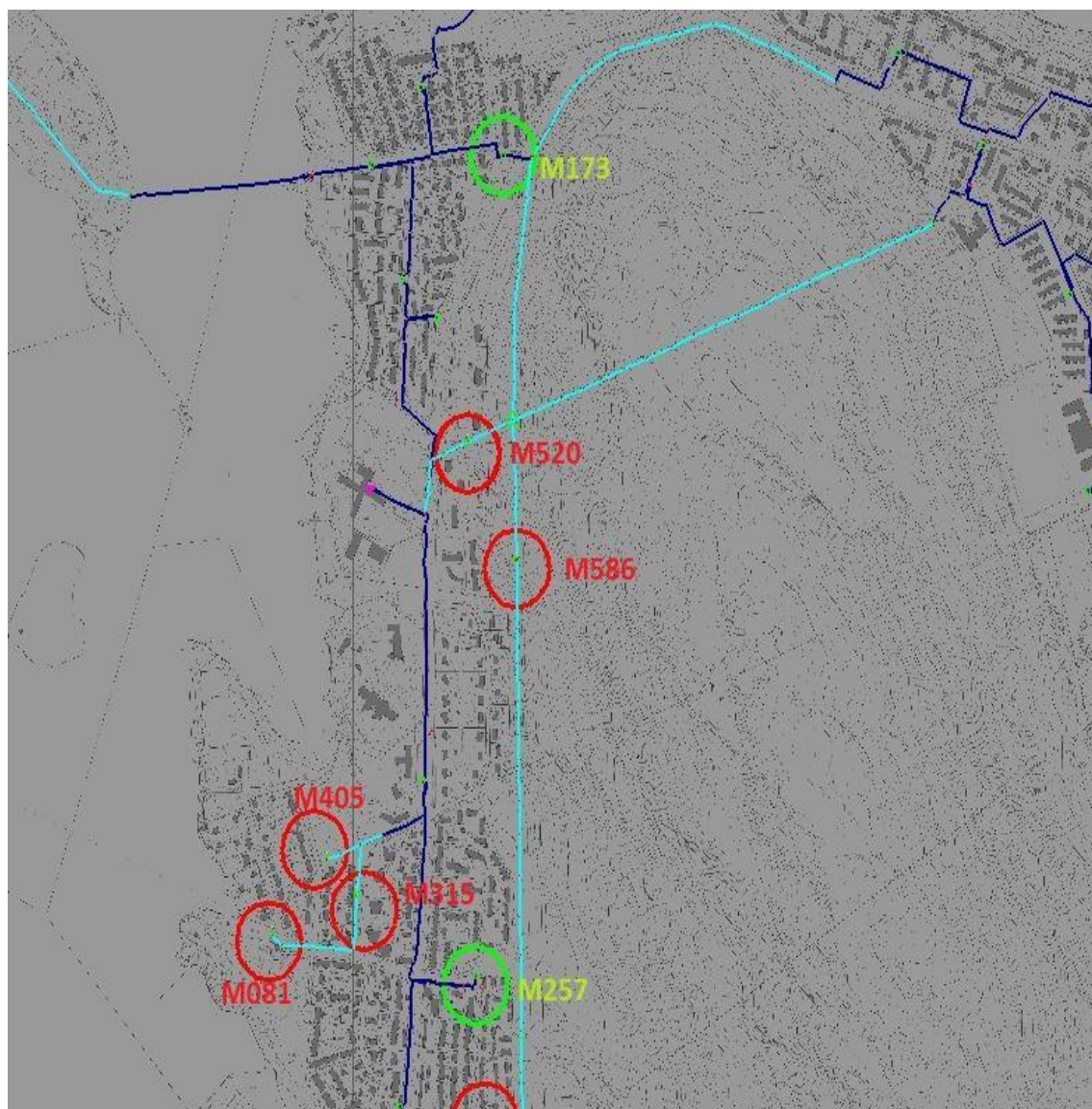
Erottimia ilmajohtoverkossa on 19 ja niiden keskimääräinen ikä on 29 vuotta, joten ne alkavat olla pitoaikansa lopussa.



Alueella on 26 muuntamoa: 11 pylväsmuuntamoa, 12 metallista puistomuuntamoa, kaksi betonista puistomuuntamoa ja yksi kiinteistömuuntamo. Olemassa olevien pylväsmuuntamoiden keski-ikä on 31 vuotta ja puistomuuntamoiden keski-ikä 34 vuotta. Kuvissa 7 ja 8 on esillä alueen tämänhetkinen verkko. Vaaleansinisellä korostetut ilmalinjat ja punaisella ympyröidyt pylväsmuuntajat poistetaan. Myös suuri osa peltisistä puistomuuntamoista uusitaan. Rypysuon aluetta on kaapeloitu, mutta kj-kaapelit ovat suurimmaksi osaksi jo pitoaikansa lopussa olevaa vanhaa kaapelia, joka on tyypiltään APYAKMM 3x120 mm<sup>2</sup>. Nykyiset kaapelit kuitenkin jätetään paikalleen eikä niitä uusita tämän suunnitelman puitteissa.



KUVA 7. Rypysuo-Julkula, nykyinen verkko, osa 1

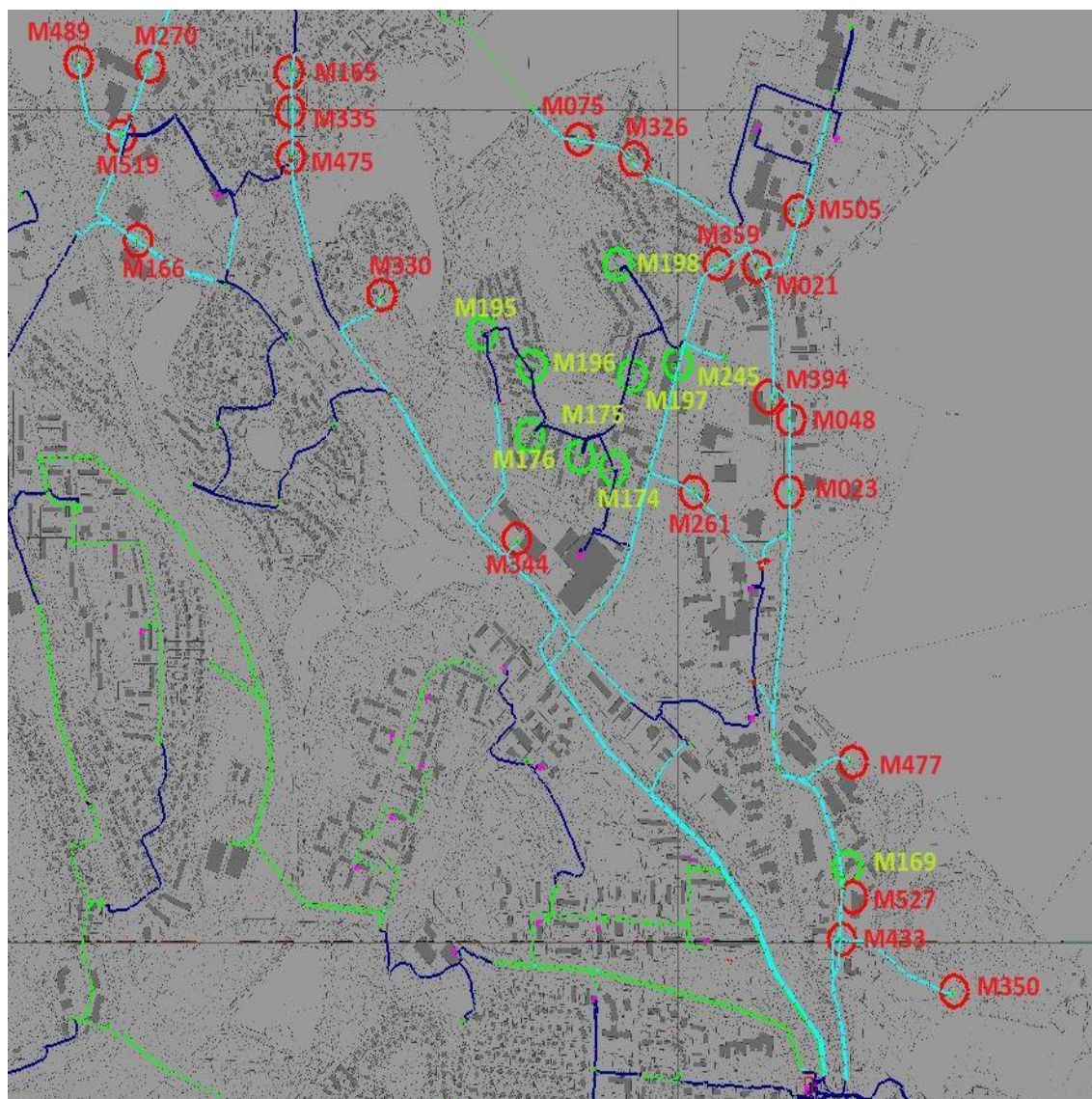


KUVA 8. Rypysuo–Julkula, nykyinen verkko, osa 2

### 7.3 Kelloniemi–Kettulanlahti

Kelloniemi–Kettulanlahti-alueen suunnitelma rajoittuu Kelloniemessä öljysatamaan ja Kettulanlahdessa Kallantie 14:n kohdalle. Alue on suurelta osin rakennettu 70- ja 80-luvulla. Alueen rakennuskanta on moninainen ja koostuu sekä teollisuudesta että pien-, rivi- ja kerrostaloista. Kuvassa 9 on esillä alueen nykyinen verkko.





KUVA 9. Kelloniemi-Kettulanlahti, nykyinen verkko

Alueen kuutta kj-lähtöä syötetään Männistön sähköasemalta. Lähdöt ovat J22, J23, J24, J25, J26 ja K05. Yksi lähdöistä, K05, syöttää Männistössä sijaitsevaa 10 kV:n aluetta, johon ei tässä työssä tehdä muutoksia. Vain K05:n alkuosa kaapeloidaan ja kaivetaan samassa ojassa muiden kaapeleiden kanssa. Alueen halki kulkee junarata, joka joudutaan kaapeloitaessa alittamaan paikoittain.

Kelloniemi-Kettulanlahti-alueella on 14,9 km kj-ilmajohtoverkkoa, jonka keski-ikä on 32 vuotta. Il-majohtojen pitoaika on 35 vuotta, joten verkko alkaa olla pitoaikansa lopussa. Kj-verkkoa alueella on yhteensä 23,1 km ja verkon kaapelointiaste on 36 %. Olemassa olevien kaapelien keski-ikä on 24 vuotta.

Vanhimmat muuntamot ovat 70-luvun alkupuolelta. Alueella on yhteensä 43 muuntamoa: 22 pylväsmuuntamoa, 16 peltistä puistomuuntamoa ja neljä betonimuuntamoa. Sen lisäksi alueella on yksi kiinteistömuuntamo, M061. Pylväsmuuntamoiden keski-ikä on 28 vuotta ja puistomuuntamoiden 29 vuotta.

Ilmalinjassa olevia erottimia on 33, joista 27 on kevyitä johtoerottimia ja kuusi katkaisukammioin varustettuja johtoerottimia. Erottimien keski-ikä on 31 vuotta.

Suunnitelma-alueen ulkopuolella, Kelloniemen päässä, Talasniemen edessä kulkeva vesistökaapeli tulisi vaihtaa myös muun kaapeloinnin yhteydessä. Vesistökaapeli on tyypiltään 10 kV:n HPLKPJJ 3 x 70 mm<sup>2</sup> ja asennettu vuonna 1964. Sen suurin sallittu kuormitusvirta on vain 220 A ja näin ollen se voi rajoittaa tehonsiirtoa verkossa.



## 8 TAVOITEVERKKO

Kaikille alueille on tehty tavoiteverkkomallin mukainen suunnitelma, jossa ilmalinjat on korvattu maakaapelilla ja kaikki pylväsmuuntamot puistomuuntamoilla. Jokaiselle muuntamolle on järjestetty varayhteys, jotta syöttösuuntaa voidaan vaihtaa tarvittaessa. Tässä osiossa on kuva jokaisen alueen suunnitelmasta. Kuvissa maakaapeli on merkitty tummansinisellä ja uudet muuntamot on nimetty ja rengastettu keltaisella.

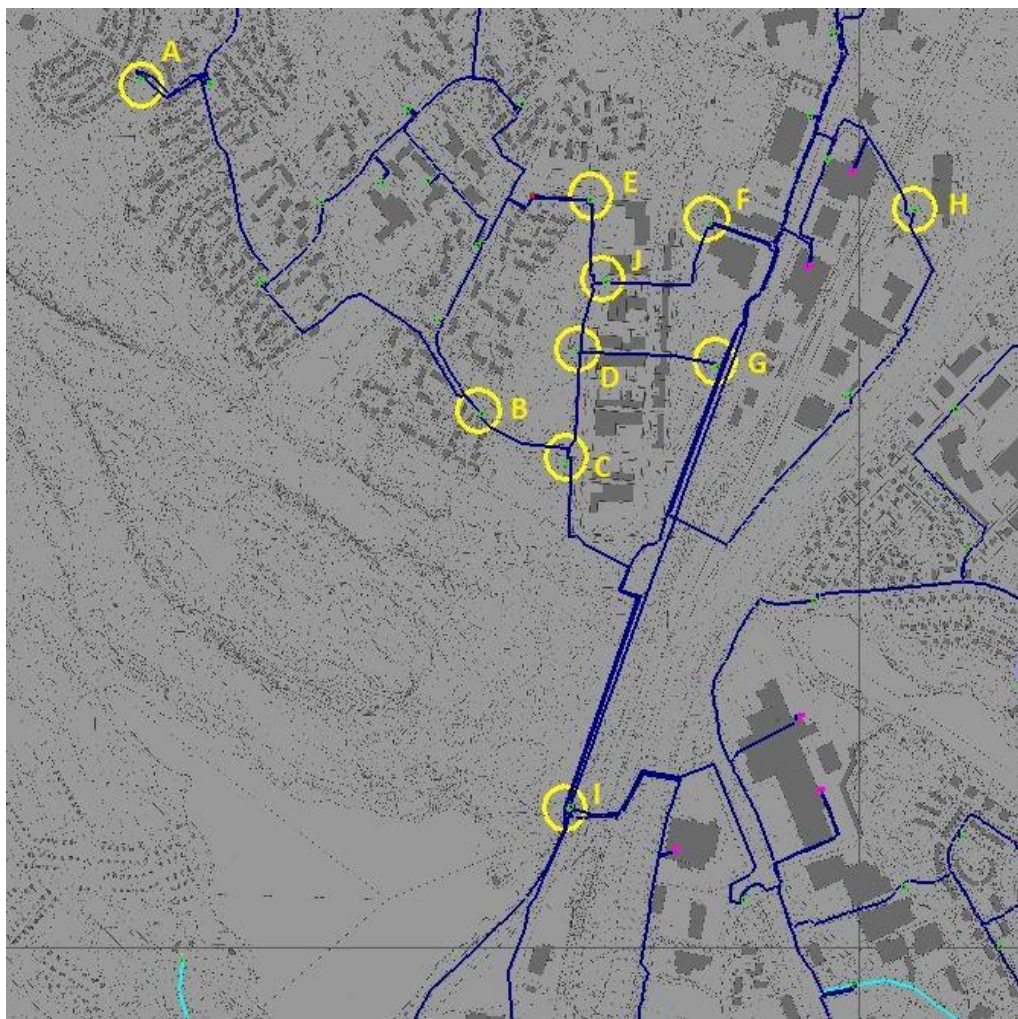
Alueille Kelloniemi–Kettulanlahti ja Rypysuo–Julkula tehtiin karkeat suunnitelmat myös pj-verkolle. Suunnitelmissa tutkittiin, paljonko pj-ilmalinjaa saadaan kaapeloitua käyttäen hyväksi kj-kaapelireittejä. Keskimääräiseksi tulokseksi saatiin noin 0,2–0,3 km pj-kaapelia purettavaa kj-ilmajohtokilometriä kohden.

### 8.1 Levänen

Leväsen alueen tavoiteverkko on nähtävissä kuvassa 10. Alueella on paljon jo aikaisemmin rakennettua kaapeliverkkoa, jota voidaan hyödyntää uutta verkkomallia suunniteltaessa. Kaivutöitä alueella tehdään yhteensä 6,1 km, mikä voidaan kokonaisuudessaan määritellä tavalliseksi kaivuksi. Uusia kaapeleita asennetaan yhteensä 8,2 km.

Suunnitelmassa on poistettu kaikki 16 pylväsmuuntamoa ja lisäksi 3 peltistä puistomuuntamoa. Niiden tilalle on hankittu 10 uutta puistomuuntamoa. Liitteessä 2 on taulukko 2.1, josta käy ilmi uusitavat muuntamot, jakelumuuntajien nimellistehot, uudet korvaavat muuntamot ja niihin tulevien jakelumuuntajien nimellistehot.

Leväsen alueen suunnitelma löytyy Trimble NIS:stä nimellä Levänen/Tavoiteverkko.

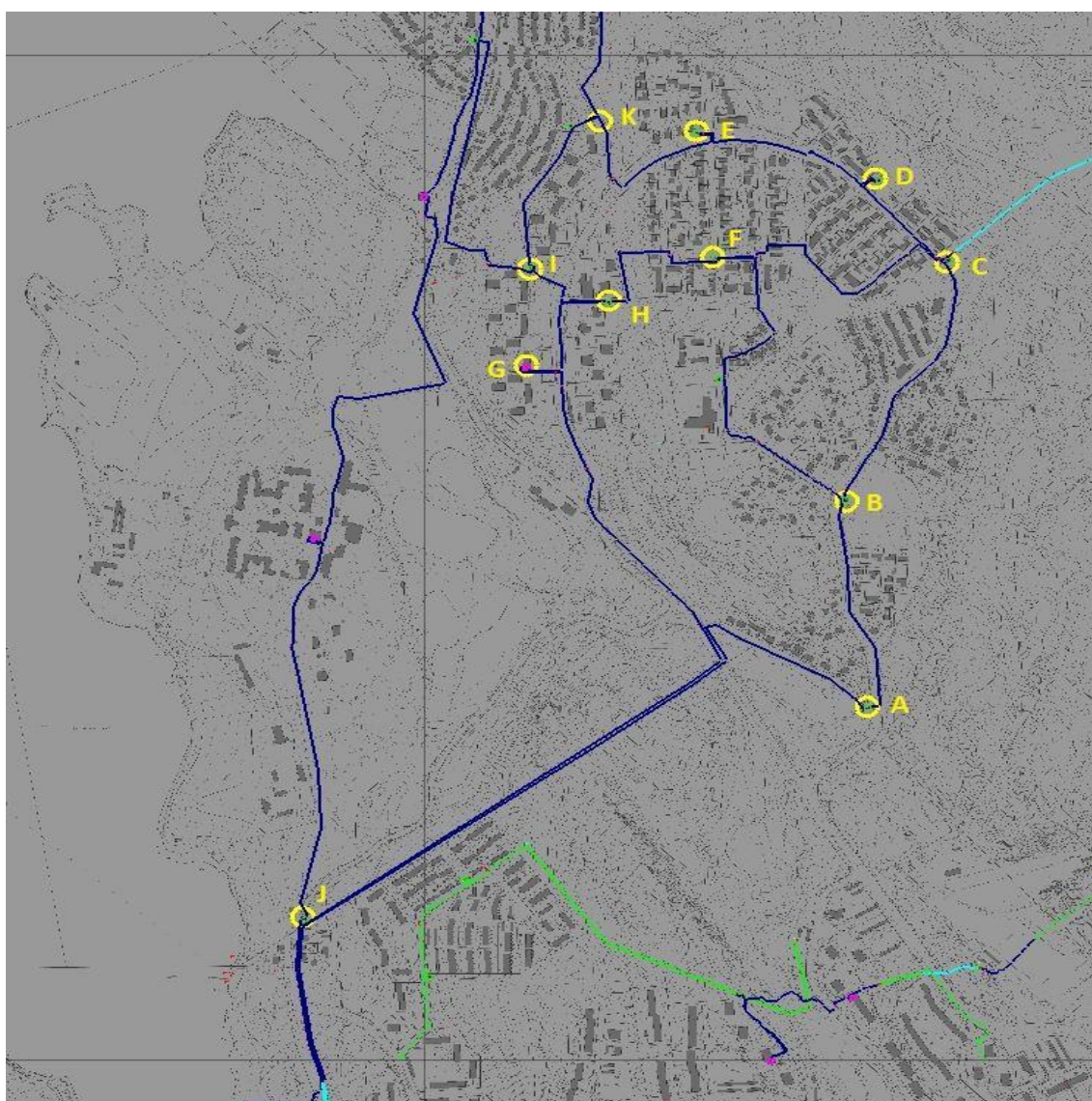


KUVA 10. Leväsen, tavoiteverkko

## 8.2 Rypysuo–Julkula

Rypysuo–Julkula-alueen lähtöjen kaapelit viedään aluksi Niuvantiellä samassa kaapeliojassa, kunnes lähtö J06 erkaantuu Niuvan sairaalalle päin ja sieltä Puijonsarventielle. Lähdöt J09 ja J11 kaivetaan pururataa pitkin samaan ojaan. Pururadan lopussa J09 kierrätetään Rypysuon kautta ja J11 jatkaa Puijonsarventielle. J09 kaivetaan Rypysuolta pururataa pitkin Päivärantaan saakka.

Kuvassa 11 näkyy suunnitelman mukainen verkko Niuvan ja Rypysuon alueelta ja kuvassa 12 on suunniteltu tavoiteverkko Julkulasta Päivärantaan. Kaivutöitä alueella tehdään yhteensä 7,9 km, josta 4,1 km on tavallista kaivua ja loput 3,8 km luokitellaan helpoksi kaivuksi. Asennettavien kj-kaapelien yhteispituus on 11,7 km.

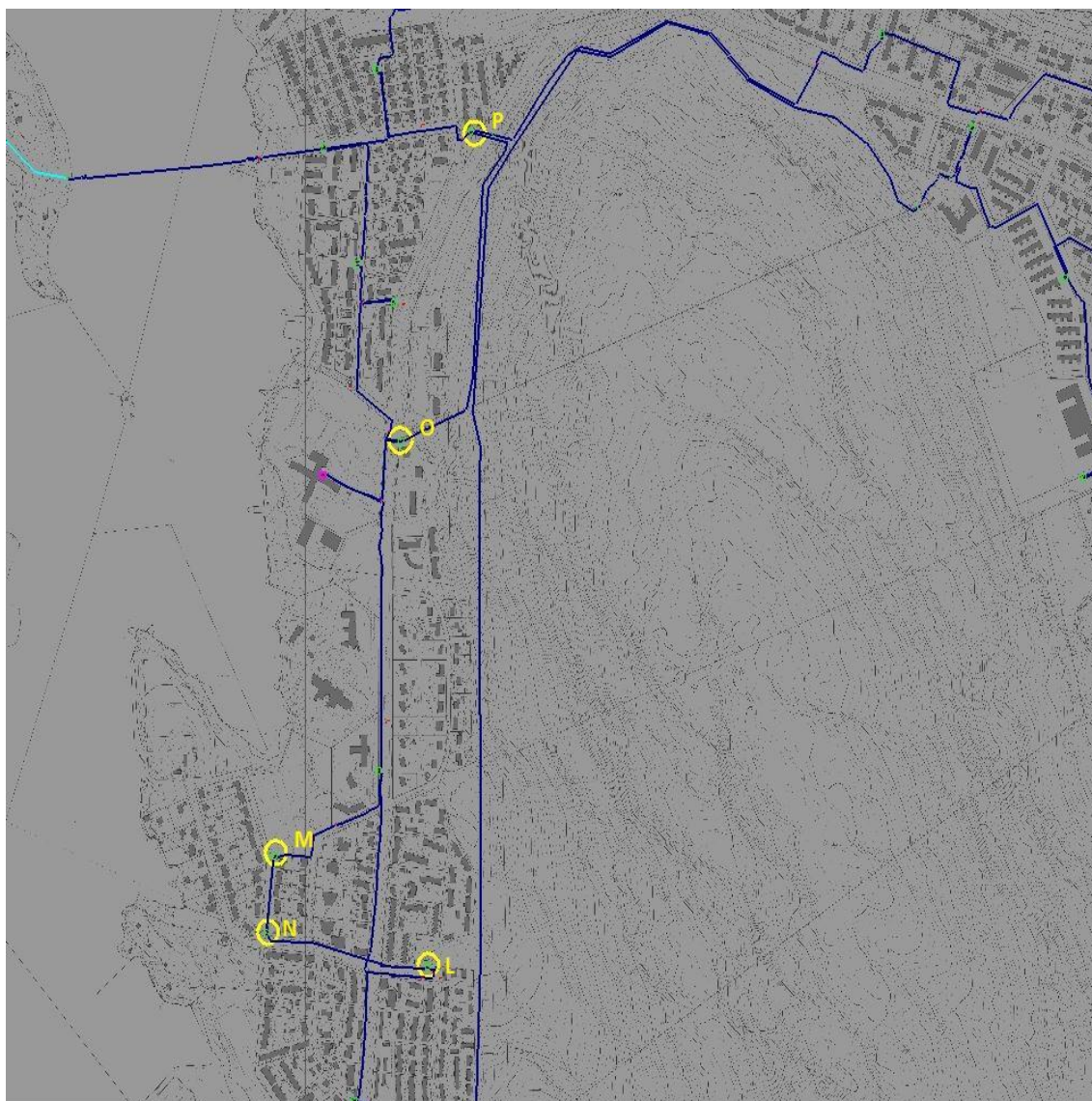


KUVA 11. Rypysuo–Julkula, tavoiteverkko, osa 1



Suunnitelmassa säilytetään olemassa oleva kiinteistömuuntamo M187 (suunnitelmassa tunnus G), josta vaihdetaan kojeisto ja jakelumuuntaja. Näin muuntamon arvo nousee uutta vastaavaksi. Nykyisistä muuntamoista säilytetään myös betoniset muuntamot ja yksi metallinen puistomuuntamo, jolla pitoaikaa on vielä jäljellä. Kaikki pylväsmuuntamot poistetaan ja uusia puistomuuntamoita rakennetaan yhteensä 15. Liitteessä 2 on taulukko 2.2, josta nähdään, mitkä muuntamot poistetaan ja millä ne korvataan.

Rypysuo–Julkula-alueen suunnitelma löytyy Trimble NIS:stä nimellä Rypysuo–Julkula/Tavoiteverkko.



KUVA 12. Rypysuo–Julkula, tavoiteverkko, osa 2

### 8.3 Kelloniemi–Kettulanlahti

Kelloniemi–Kettulanlahti-alueesta on tehty kaksi versiota, joissa kaapelireitit ja muuntamoiden lukumäärä ja sijoittelu poikkeavat hieman toisistaan.

#### 8.3.1 Kelloniemi–Kettulanlahti, versio 1

Kelloniemi–Kettulanlahti-alueen suunnitelman versiossa 1 kuutta kj-lähtöä, J22, J23, J24, J25, J26 ja K05, syötetään Männistön sähköasemalta. Kaikki kuusi lähtöä viedään aluksi Männistön sähköasemalta pururataa pitkin samassa kaapeliojassa, josta yksi, K05, erkaantuu syöttämään 10 kV:n aluetta. Kaksi lähtöä J23 ja J24 kaivetaan Likolammentien alikulkukäytävän kohdalta syöttämään radan oikeaa puolta ja loput kolme J22, J25 ja J26 kaivetaan pururataa pitkin Kellolahdentielle, josta lähtö J22 erkaantuu syöttämään radan oikeaa puolta. Lähdöt J25 ja J26 kaivetaan pururadan päähän, josta ne jatkavat syöttäen Rahusenkankaan aluetta.

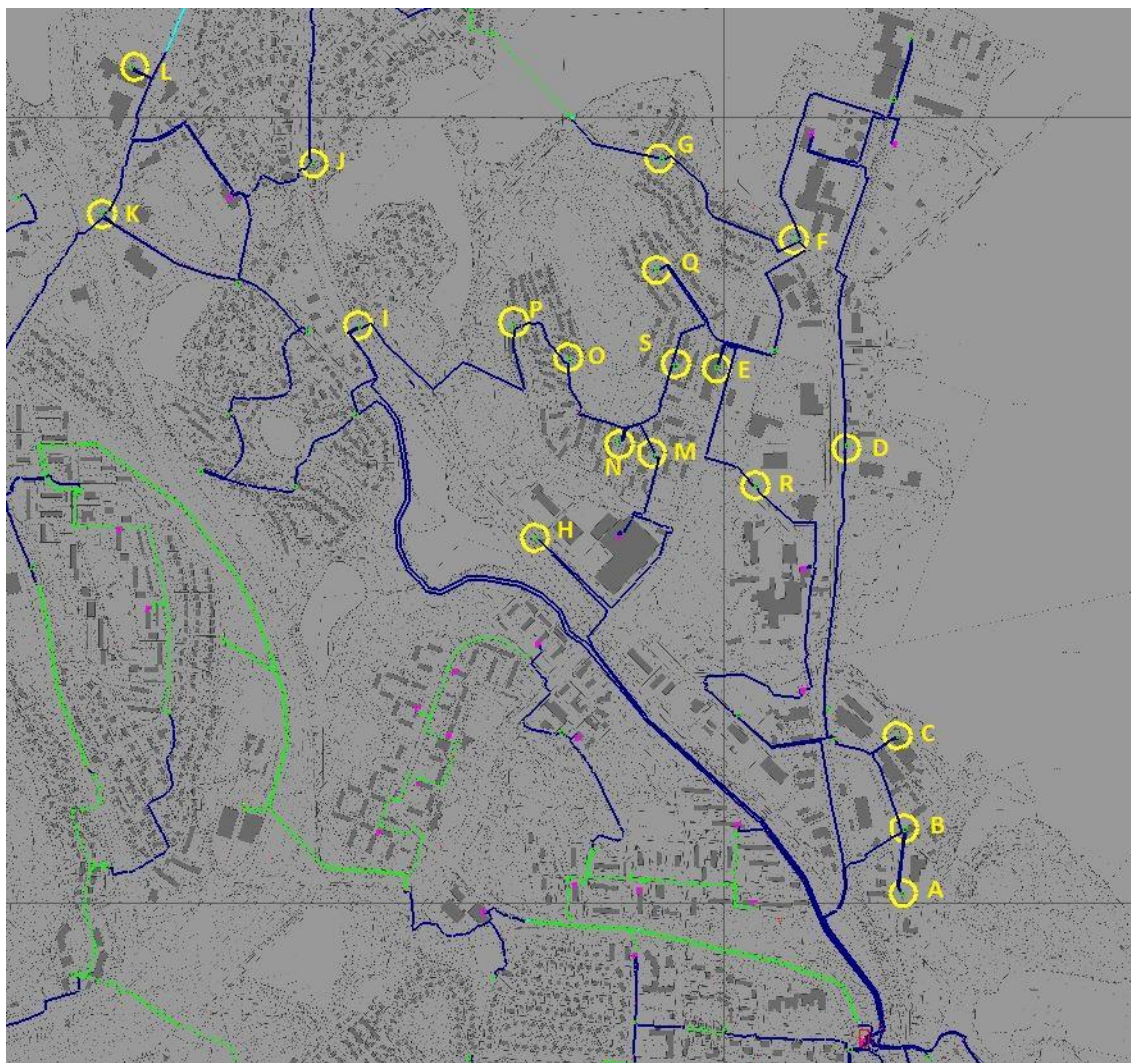
Kaivutöitä tehdään yhteensä 10,2 km:n pituudelta, josta 7,9 km voidaan määritellä tavalliseksi ja 2,3 km helpoksi kaivuksi. Kaapelit kulkevat osalla reiteistä samassa kaapeliojassa. Uusia kaapeleita asennetaan yhteensä 17,3 km.

Suunnitelmassa poistetaan 22 pylväsmuuntamoja ja 9 peltistä puistomuuntamoja. Niiden tilalle hankitaan 19 uutta puistomuuntamoja. Verkkoon jää uudistuksen jälkeen 7 peltistä puistomuuntamoja, joilla pitoaikaa on vielä jäljellä. Alueella on yksi kiinteistömuuntamo, joka on valmistunut vuonna 1967. Muuntamosta uusitaan kojeisto, minkä jälkeen muuntamon arvo vastaa uutta kiinteistömuuntamoja. Sen lisäksi alueelle jäävät jo olemassa olevat neljä betonista puistomuuntamoja. Liitteessä 2 on taulukko 2.3, josta nähdään, mitkä muuntamot poistetaan ja millä ne korvataan.

Kj-kaapeleita kaivettaessa voidaan kaapeloida pj-verkkoa, hyödyntäen samoja kaapeliojia. Pj-ilmajohtoa sijaitsee seuraavilla kaivureiteillä; Telkkistentie, Likolammentie, Hakalahdentie, Kellolahdentie, Kellotarhantie ja Pihlajaharjuntie. Näiden osalta pj-verkon kaapelointi kj-kaapeloinnin yhteydessä on kannattavaa. Osittain pj-verkkoa täytyy kaapeloida myös uusien muuntamopaikkojen vuoksi.

Kuvassa 13 on näkyvissä Kelloniemi–Kettulanlahti-alueen suunnitelma, versio 1. Suunnitelma löytyy Trimble NIS:stä nimellä Kelloniemi-Kettulanlahti/ V1. Versiosta 1 on tehty myös käyttökaavio Trimble NIS:iin, josta se löytyy nimellä Kelloniemi-Kettulanlahti/ V1/kk.





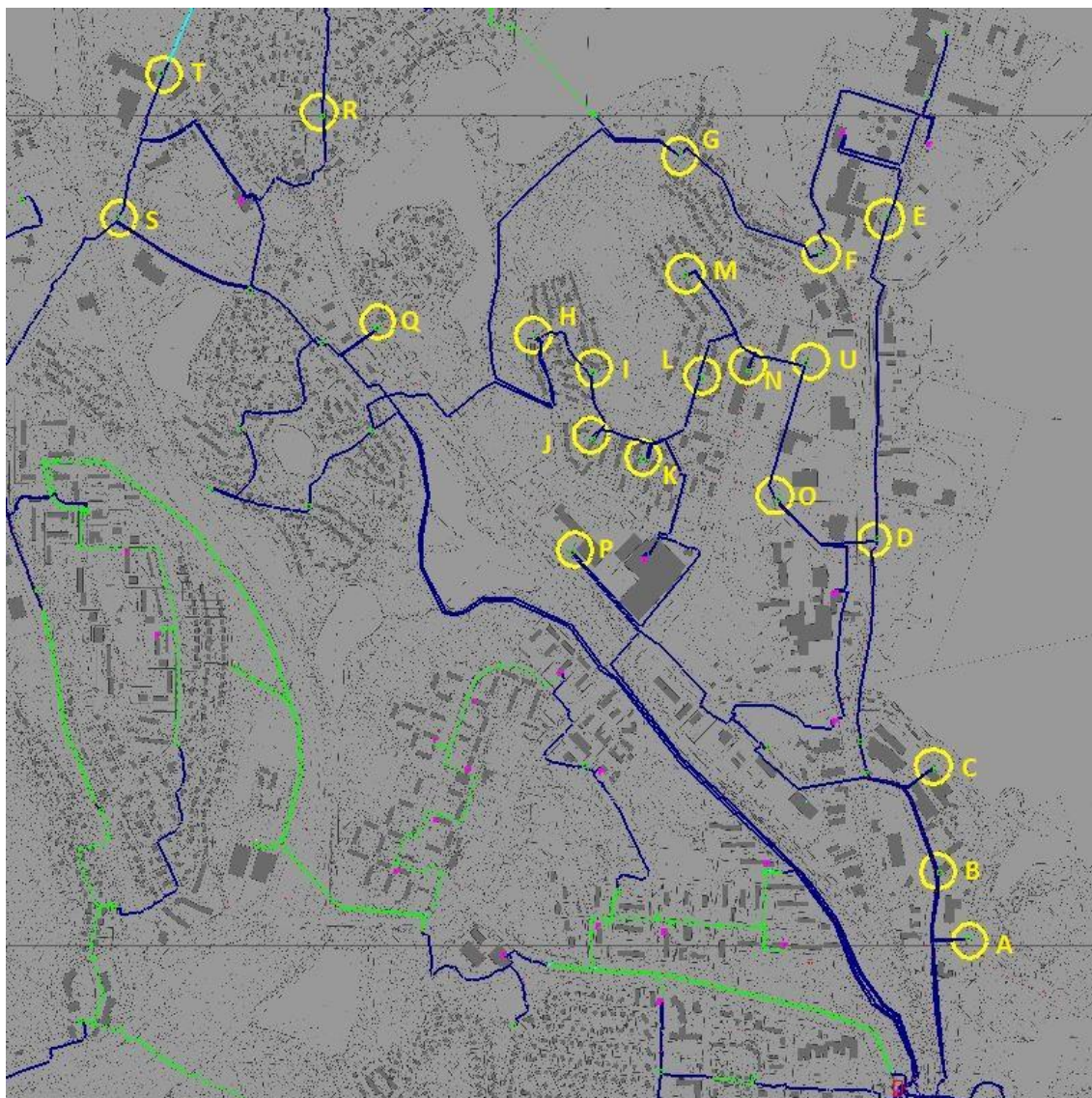
KUVA 13. Kelloniemi-Kettulanlahti, tavoiteverkko, versio 1

### 8.3.2 Kelloniemi-Kettulanlahti, versio 2

Kelloniemi-Kettulanlahti-alueen suunnitelma, versio 2, poikkeaa hieman versiosta 1 kaapelireittien ja muuntamoiden suhteen. Kaapeliojia kaivetaan 10,8 km, josta 2,3 km on helppoa kaivua ja loput 8,5 km normaalia kaivua. Uutta kaapelia kaivetaan yhteensä 17,8 km ja uusia muuntamoita alueelle hankitaan 21.

Versiossa 2 kj-lähdöt J23 ja J24 viedään radan oikealle puolelle suoraan Männistön sähköasemalta ja muiden lähtöjen alkuosat kaivetaan pururadalle. Kuvassa 14 on nähtävillä suunnitelma versiosta 2. Liitteessä 2 on taulukko 2.4, josta nähdään, mitkä muuntamot poistetaan ja millä ne korvataan.





KUVA 14. Kelloniemi-Kettulanlahti, tavoiteverkko, versio 2

#### 8.4 Kelloniemi-Kettulanlahti, versioiden vertailu

Kelloniemi-Kettulanlahti-alueelle tehtiin kaksi suunnitelmaa, jotka poikkesivat hieman toisistaan kaapelireittien sekä muuntamoiden sijoittelun ja lukumäärän suhteen. Molemmista suunnitelmista tehtiin laskelmat ja verrattiin niitä toisiinsa, jotta saatiin tietää, onko saman alueen erilaisten suunnitelmien välillä suuria eroja investointikustannuksissa ja verkon arvon nousussa. Vertailussa käytettiin perusteina nykykäyttöarvon nousua, investointikustannusta sekä nykykäyttöarvon ja investoinnin suhdetta. Lisäksi verrattiin nykykäyttöarvon nousun tuomaa investoinnin ensimmäisen vuoden valvontamallin mukaista tuottoa. Tuotto laskettiin yksinkertaistaen siten, että laskelmissa huomioitiin ainoastaan verkon nykykäyttöarvo ja WACC-prosenti, joka on 3,12 % yhteisöverovelvollisille vuonna 2015.

Taulukko 4. Kelloniemi–Kettulanlahti, suunnitelmien vertailu

	<b>Kelloniemi– Kettulanlahti, versio 1</b>	<b>Kelloniemi– Kettulanlahti, versio 2</b>	<b>Erotus, versio 1–versio 2</b>
<b>Investointi [€]</b>	1 460 671	1 560 467	-99 796
<b>Nykyinen NKA [€]</b>	538 165	538 165	-
<b>NKA:n muutos [€]</b>	1 609 661	1 715 994	-106 334
<b>NKA:n muutos/ Investointi (suhteellinen arvo)</b>	1,102	1,100	0,002
<b>1. vuoden kohtuul- linen tuotto [€]</b>	48 787	52 009	-3 223

Versiossa 2 verkkoon on investoitu 99 796 € enemmän kuin versiossa 1 ja nykykäyttöarvo versiossa 2 nousee 106 334 € enemmän. Nykykäyttöarvon muutos suhteessa investointiin on versioiden välillä todella pieni, vain 0,2 %. Tästä voidaan päätellä, että tässä käytetyn verkkomallin pohjalta saman alueen suunnitelmien taloudelliset vaikutukset eivät poikkea toisistaan juuri lainkaan, joten useiden versioiden tekeminen samasta alueesta on tarpeetonta.

Taulukon 5 viimeisellä rivillä on esitetty nykykäyttöarvon muutoksen tuoma valvontamallin mukainen kohtuullinen tuotto. Tuotto on määritetty investoinnin ensimmäiselle vuodelle ja laskettu tämänhetkellä WACC-prosentilla, joka on 3,12 %. Ero tuoton määrässä versioiden välillä on pieni, joten sitä ei voida pitää perusteena valinnalle. Investoinnin kannattavuuteen vaikuttavat toki myös mm. kokonaisverkostohäviöiden, keskeytysten aiheuttaman haitan sekä valvontamallin kannustimien vaikutukset. Niitä ei kuitenkaan tässä laskennassa huomioida, koska niillä ei ole merkittävää vaikutusta vertailun lopputulokseen.

Työhön valitaan versio 1, jonka mukaan laskelmat tehdään jatkossa. Version 2 tuloksia ei tarkastella enää työn seuraavissa osioissa.



## 9 TAVOITEVERKON TALOUDELLISET VAIKUTUKSET

Työn seuravana tehtävänä oli suorittaa tarvittavat laskelmat suunnitelmien perusteella. Laskelmat tehtiin Excel-taulukkolaskentaohjelmalla. Suunnitellusta verkosta otettiin Trimble NIS -ohjelmalla raportti Exceliin, jonka jälkeen raportista poistettiin työn kannalta epäolennaiset tulokset ja tehtiin laskelmat käyttäen ennalta sovittuja arvoja.

Aluksi määritettiin kunkin alueen olemassa olevan verkon nykykäyttöarvo. Seuraavaksi laskettiin investointikustannukset ja lopuksi nykykäyttöarvo uusien suunnitelmien pohjalta. Kaikilta alueilta määritettiin myös verkon jälleenhankinta-arvo. Työssä tuli tarkastella, minkä alueen uusiminen olisi kannattavinta tehdä ensimmäisenä. Kannattavuuden määrittää se, kuinka paljon investoinnit nostavat verkon nykykäyttöarvoa.

Tehtävänä oli tutkia, saadaanko tehtyjen kaapelointisuunnitelmien pohjalta tarkkaa kuvaa siitä, paljonko on keskimääräinen investointikustannus purettavaa kj-ilmajohtokilometriä kohti. Laskelmien perusteella tuli selvittää, saadaanko työn tuloksena määritettyä parametri, jota voitaisiin jatkossa käyttää mm. budjetointia ja hankesuunnittelua tehtäessä.

Opinnäytetyö rajattiin siten, ettei siinä oteta kantaa oikosulkuvirtoihin, jännitteenaleniin tai tarkkoihin kuormitustarpeisiin. Alueet ovat melko laajoja, jonka vuoksi työ rajattiin niin, että tarkastelun kohteeksi otettiin keskeisimmät verkon osat: ilmajohtot ja kaapelit, muuntamot, jakelumuuntajat sekä ilmajohtoverkossa olevat erottimet. Tämänhetkisen verkon nykyarvon ja jälleenhankinta-arvon määrittämisessä ei huomioitu nykyisiä kaapeliojia, koska ne eivät vaikuta tulosten analysointiin. Laskennalla ei siis pyritä saamaan selville investointien tarkkaa euromäärää, vaan laskennat ovat suuntaa antavia, mutta toisiinsa nähden vertailukelpoisia.

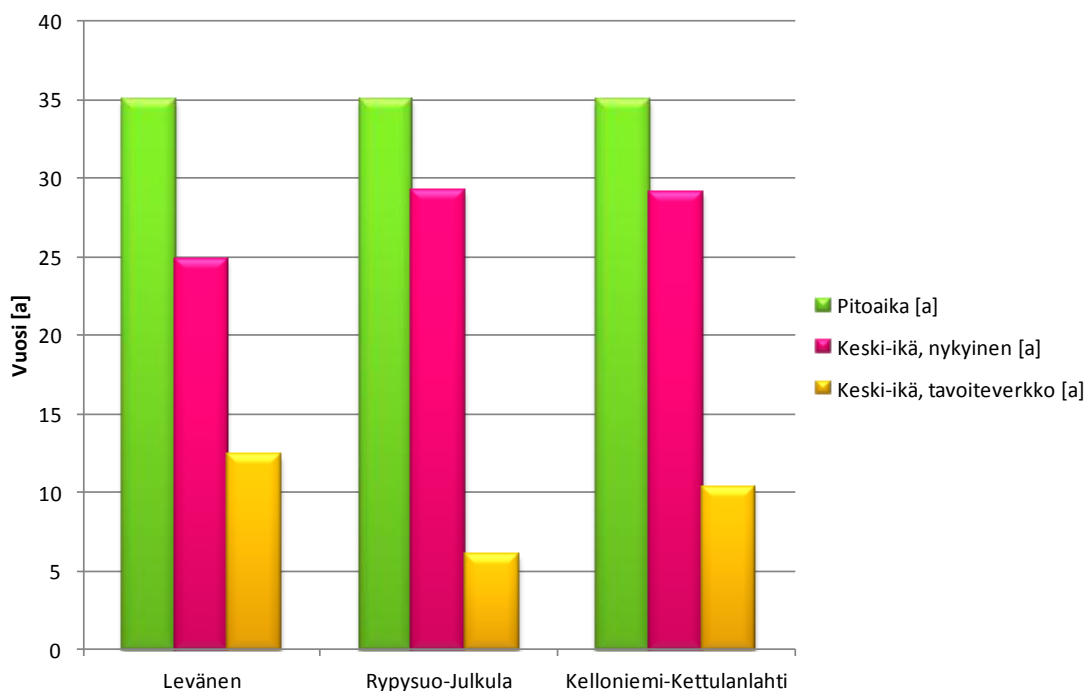
### 9.1 Komponenttien ikätiedot ja pitoaika

Verkon arvoa määritettäessä keskeisiä tekijöitä ovat komponenttien pitoaika ja keski-ikä. Vertailuvuotena käytettiin vuotta 2014, joten ikätiedot laskettiin sen mukaan. Taulukossa 6 on nähtävillä komponenttien pitoajat, joita on käytetty laskelmien perusteena.

TAULUKKO 5. Komponenttiryhmäkohtaiset pitoajat

Komponenttiryhmä	Pitoaika [a]
Ilmajohdot	35
Kaapelit	35
Muuntamot	40
Erottimet	30
Jakelumuuntajat	40

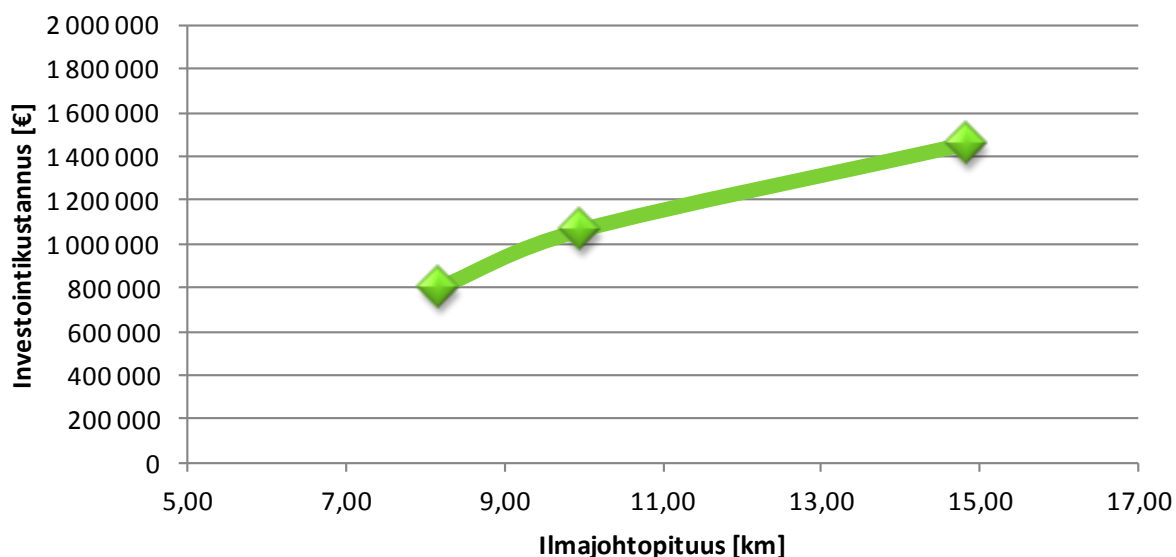
Kuviossa 9 on esitetty tarkastelun kohteina olevien alueiden ikätiedot. Alueen komponenttien ikätieto on komponenttiryhmiä keski-ikä. Koko alueen keski-ikä on laskettu ottamalla keskiarvo komponenttien jälleenhankinta-arvoilla painotetuista keski-ikä tiedoista. Kuvioista nähdään, että tavoiteverkon rakentamisen myötä verkon jäljellä oleva pitoaika kasvaa huomattavasti. Laskelmissa käytettyjen komponenttien keskimääräiseksi pitoajaksi on valittu 35 vuotta.



KUVIO 9. Alueiden kj-verkon keski-ikä muutoksen pitoaikaan nähden

## 9.2 Investointikustannukset

Suunniteltavat alueet ovat verrattain erikokoisia ja kj-verkon ilmajohto-osuudet poikkeavat toisistaan. Sen vuoksi investointikustannusten vertailu on tehty jakaen kunkin alueen kustannukset aluekohtaisella purettavalla ilmajohtopituudella. Kuviossa 10 on nähtävillä, kuinka tämänhetkinen alueen ilmajohtopituus vaikuttaa tavoiteverkon rakentamisen kustannuksiin. Mitä enemmän ilmajohtoverkkoa alueella on, sitä suuremmat ovat investointikustannukset. Käyrä on melko tasaisesti nouseva, mistä voidaan päätellä, että karkea kustannusarvio voidaan määrittää, kun tiedetään alueen purettava ilmajohtopituus.



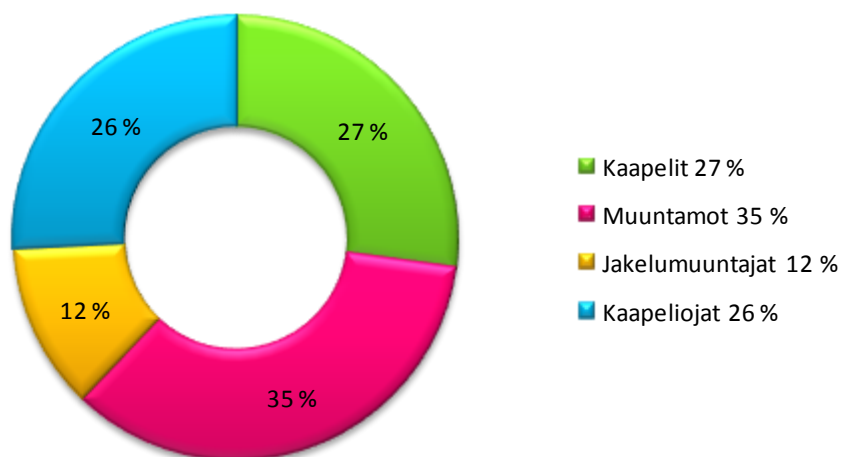
KUVIO 10. Investointikustannukset purettavan ilmajohtopituuden funktiona. Investointikulut voidaan määrittää, kun tiedetään purettava ilmajohtopituus.

Taulukossa 7 on esillä alueiden keskimääräinen investointikustannus yhtä purettavaa ilmajohtokilometriä kohden. Viimeisessä solussa on laskettu alueiden keskiarvo, jota voidaan jatkossa käyttää parametrina budjetoinnissa ja hankesuunnittelussa.

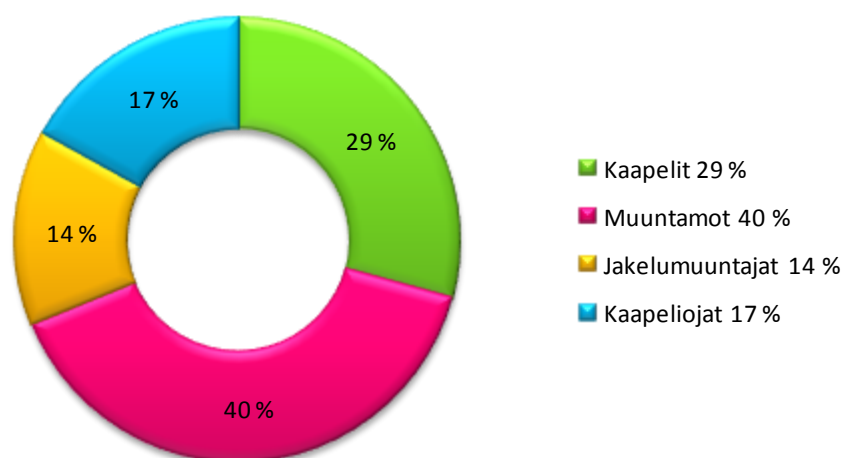
TAULUKKO 6. Keskimääräinen investointikustannus/ilmajohtokm

Alue	Investointi [€]	Ilmajohtopituus [km]	Investointi/ilmajohtopituus [€/km]
Levänen	800 262	8,18	97 786
Rypysuo–Julkula	1 062 275	9,96	106 697
Kelloniemi–Kettulanlahti	1 460 671	14,85	98 388
Keskimääräinen investointikustannus [€/km]			<b>100 957</b>

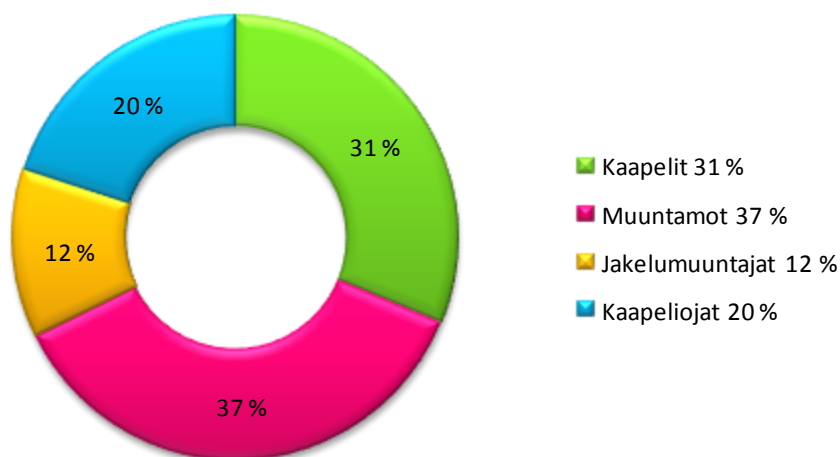
Investoinnit jakautuvat eri alueilla komponenttiryhmiä osalta hyvin samantyyppisesti, kuten kuvioista 11–13 nähdään. Suuri osa kustannuksista aiheutuu kaapeli- ja muuntamoinvestoinneista ja keskimäärin kolmasosa aiheutuu jakelumuuntajien hankinnasta ja kaapeliojien kaivutyöstä.



KUVIO 11. Investointikustannuksen jakautuminen, Levänen



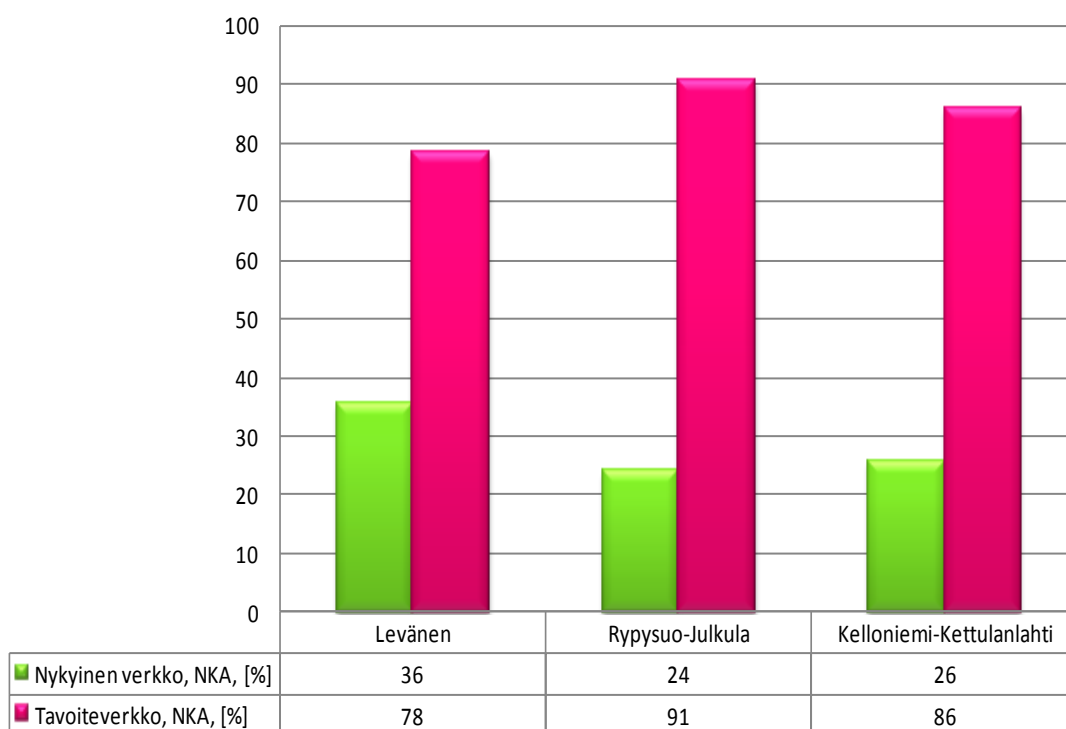
KUVIO 12. Investointikustannuksen jakautuminen, Rypysuo–Julkula



KUVIO 13. Investointikustannuksen jakautuminen, Kelloniemi–Kettulanlahti

### 9.3 Nykykäyttöarvon ja jälleenhankinta-arvon muutos

Kuviossa 14 on nähtävillä alueiden tavoiteverkon rakentamisen aikaansaama nykykäyttöarvoprosentin muutos. Nykykäyttöarvoprosentti kuvaa verkon nykykäyttöarvon suhdetta jälleenhankinta-arvoon. Tämänhetkisen verkon keskimääräinen nykykäyttöarvoprosentti on 28 % ja tavoiteverkon 85 %. Arvo siis nousee uudistuksen myötä merkittävästi, keskimäärin 57 prosenttiyksikköä.

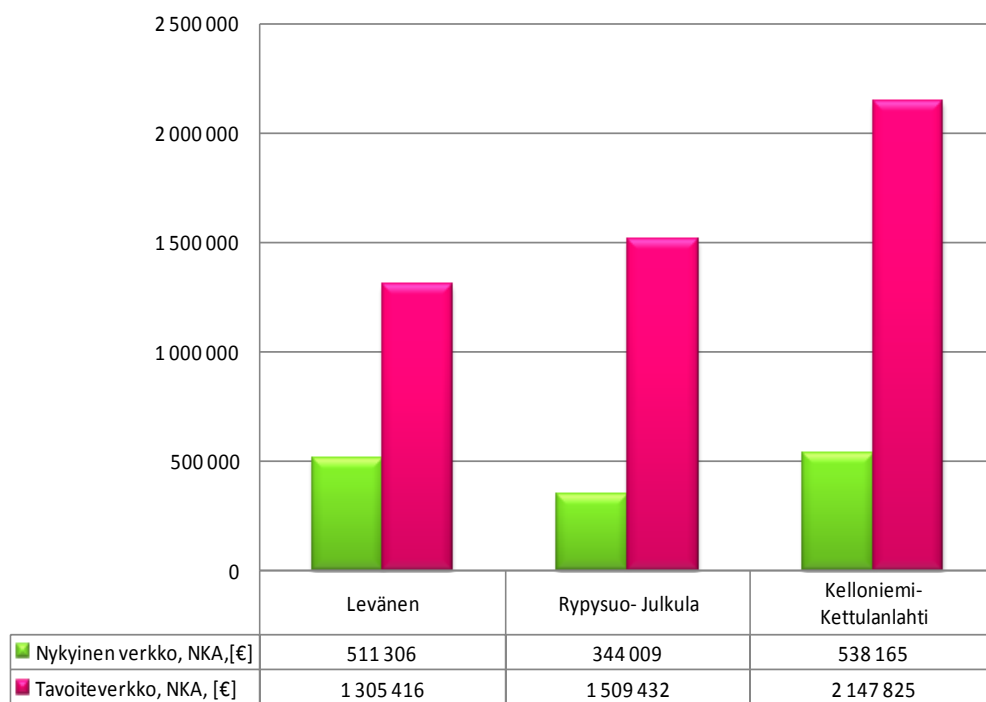


KUVIO 14. Tavoiteverkon rakentamisen vaikutukset nykykäyttöarvoprosentin muutokseen. Verkon arvon keskimääräinen nousu on 57 prosenttiyksikköä.

Nykykäyttöarvo kasvaa euromääräisesti eniten Kelloniemi–Kettulanlahti-alueella, johon myös investoidaan eniten. Muutos on nähtävillä kuviossa 15. Leväsen alueen tämänhetkinen kaapelointiaste on korkein, ja siellä komponenttien keski-ikä on alhaisempi muihin alueisiin verrattuna, joten siellä investointien tarve on vähäisin.

Nykykäyttöarvon nousun perusteella investointijärjestys olisi seuraavanlainen:

1. Kelloniemi–Kettulanlahti
2. Rypysuo–Julkula
3. Levänen



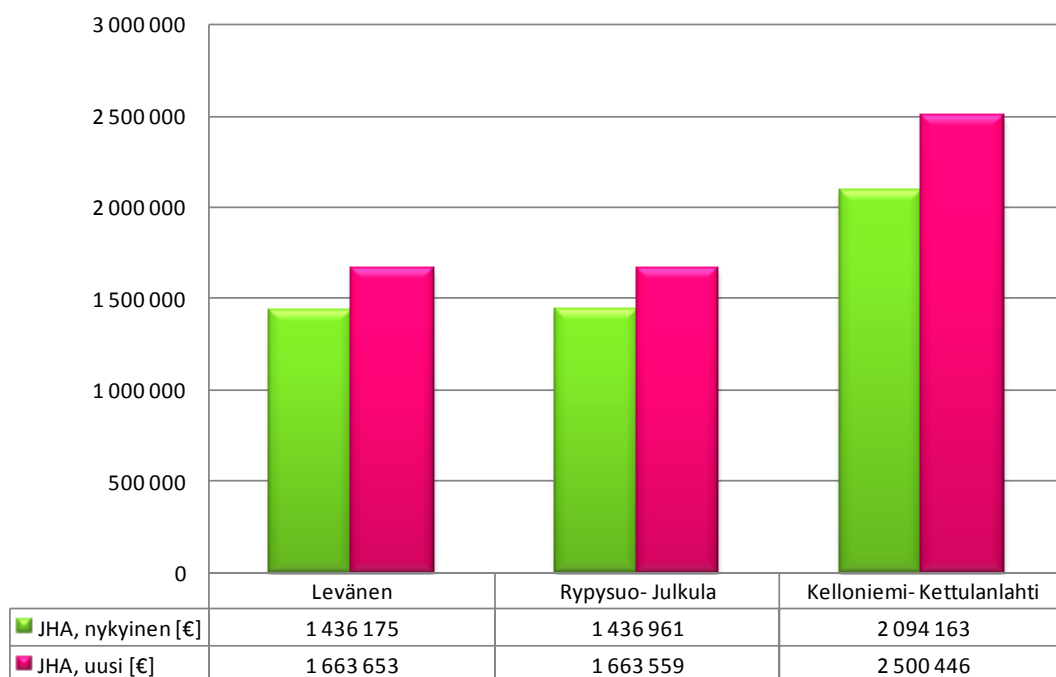
KUVIO 15. Nykykäyttöarvon euromääräinen muutos

Taulukosta 8 nähdään, että tavoiteverkon rakentamisesta aiheutuva nykykäyttöarvon muutos on keskimäärin 107 505 € yhtä purettavaa ilmajohtokilometriä kohti. Tätä tietoa voidaan myös käyttää jatkossa budjetoinnin ja hankesuunnittelun apuna.

TAULUKKO 7. Nykykäyttöarvon keskimääräinen muutos

Alue	NKA:n muutos [€]	Ilmajohtopituus [km]	NKA:n muutos/ ilmajohtopituus [€/km]
Levänen	794 111	8,18	97 034
Rypysuo–Julkula	1 165 424	9,96	117 058
Kelloniemi–Kettulanlahti	1 609 661	14,85	108 424
Keskimääräinen muutos [€/km]			<b>107 505</b>

Kuviossa 16 on nähtävillä alueiden tämänhetkiset ja uudistuksen jälkeen lasketut jälleenhankinta-arvot. Tavoiteverkossa jälleenhankinta-arvo on keskimäärin 17 % suurempi nykyisen verkon arvoon verrattuna.



KUVIO 16. Jälleenhankinta-arvon muutos. Verkon jälleenhankinta-arvo nousee uudistusten myötä keskimäärin 17 %.

## 10 YHTEENVETO

Voimistuneet sääilmiöt ja yhteiskunnan lisääntynyt tarve keskeytyksettömään sähkönsaantiin ovat nostaneet sähkön toimitusvarmuuden vaatimustasoa. Sähkömarkkinalakiin tulleiden uusien toimitusvarmuusvaatimusten tulee olla täytettynä vuoden 2028 loppuun mennessä, mikä edellyttää verkonhaltijaa kehittämään verkkoaan ja tekemään siihen huomattavan määrän investointeja seuraavan 13 vuoden kuluessa. Näillä investoinneilla muutetaan nykyistä ilmajohtoverkkoa säävarmaksi.

Tämän opinnäytetyön tavoitteena oli laatia kj-verkon yleissuunnitelma alueille Kelloniemi–Kettulanlahti, Rypysuo–Julkula ja Levänen. Yleissuunnittelun lisäksi tuli laskea alueittain investointien kustannukset ja määrittää verkon nykykäyttöarvo sekä jälleenhankinta-arvo. Laskelmat ja tarkastelut tehtiin komponentteittain, jotta saatiin kuva eri komponenttien investointikustannusten vaikutuksesta.

Suunnittelutyökaluna käytettiin Trimble NIS -verkkotietojärjestelmää ja suunnitelman pohjana KSV:lle tehtyä tavoiteverkkomallia, jossa ilmajohtorakenteet on korvattu kaapeleilla ja puistomuuntamoilla. Mallissa verkon muoto on silmukoitu, mikä mahdollistaa varayhteydet kaikille muuntamoille ja lyhentää kuluttajan kokemia keskeytysaikoja. Toimitusvarmuuden parantamiseen on useita vaihtoehtoja, mutta KSV:lle tehdyssä kehittämissuunnitelmassa on todettu kaapeloinnin olevan varteenotettavin keino. Kaapelointi on kustannuksiltaan kallista, mutta toimitusvarmuuden kannalta tehokain tekniikka.

Kun ilmajohtot poistetaan ja korvataan kaapeleilla, kasvaa verkon jälleenhankinta-arvo korvaavien komponenttien kalliimman hinnan vuoksi. Jälleenhankinta-arvon nousu johtaa myös sähköverkko-omaisuuden tasapoistojen nousuun, mikä vaikuttaa liikevoiton määrään. Tämän lisäksi verkon nykykäyttöarvo kasvaa, kun verkon keski-ikä laskee investointien myötä. Nykykäyttöarvon nousu lisää valvontamallin mukaista kohtuullisen tuoton määrää. Kaapeloidun verkon vikataajuus on ilmajohtoverkkoa pienempi, minkä vuoksi huolto- ja keskeytyskustannukset pienenevät kaapeloinnin myötä.

Uudet toimitusvarmuusvaatimukset johtavat siihen, että verkosta joudutaan poistamaan osia, joilla pitoaikaa on vielä jäljellä. Pitoaikaa omaavien komponenttien poistot heikentävät verkon nykyarvoa ja sen myötä saatavaa tuottoa. Lausuntovaiheessa olevien suuntaviivaluonnosten perusteella energiympäristö on kuitenkin huomioimassa tämän toimitusvarmuuskannustimessa. Kannustimeen on ehdotettu hyväksyttävän alaskirjaukseksi toimitusvarmuustason nostamiseen liittyvien korvattavien komponenttien NKA-jäännösarvo, jolla tarkoitetaan komponentin nykykäyttöarvoa alaskirjaushetkellä.



Esimerkiksi Leväsen alueen uusi nykykäyttöarvo on hieman pienempi kuin investoinnin ja vanhan nykykäyttöarvon summa. Tämä johtuu siitä, että verkon keski-ikä alueella on alhaisempi muihin alueisiin verrattuna ja verkosta joudutaan poistamaan enemmän pitoaikaa omaavia komponentteja kuin muilta alueilta. Näitä ns. tappiota pystytään kompensoimaan valvontamallin toimitusvarmuuskannustimen avulla.

Työssä tehtyjen laskelmien perusteella saatiin määritettyä keskimääräinen investointikustannus, joka on noin 101 000 € purettavaa ilmajohtokilometriä kohden. Tämän arvon avulla voidaan määrittää karkeat investointikustannukset, kun tiedossa on alueen poistettava ilmajohtopituus. Keskimääräisen investointikustannuksen lisäksi määritettiin keskimääräinen nykykäyttöarvon muutos, joka oli 108 000 € purettavaa ilmajohtokilometriä kohden. Näitä parametreja voidaan käyttää jatkossa mm. budjetoinnissa ja hankesuunnittelussa. Laskelmien perusteella alueiden nykykäyttöarvo kasvaa siis keskimääräisesti hieman enemmän kuin niihin investoidaan. Tämä tieto yhdistettynä kannustimien vaikutuksiin, huolto-, häviö- ja keskeytyskustannusten pienenemiseen sekä lain asettamiin toimitusvarmuusvaatimuksiin puoltaa tavoiteverkkomallin mukaisia investointeja.

## LÄHTEET

ELMIL OY. Kuopion Energia Liikelaitos, Toimitusvarmuuden kehittämissuunnitelma 2014. Ei julkisesti saatavilla.

ELOVAARA, Jarmo & HAARLA, Liisa 2011. Sähköverkot 1. Järjestelmäteknikka ja sähköverkon laskenta. Helsinki: Otatieto.

ENERGIATEOLLISUUS RY 2014a. Sähkömarkkinat. [viitattu 2014-12-23]. Saatavissa: <http://energia.fi/sahkomarkkinat/sahkoverkko/sahkokatkot-ja-jakelun-keskeytykset>

ENERGIATEOLLISUUS RY 2014b. Ajankohtaista, tiedotteet. [viitattu 2014-12-22]. Saatavissa: <http://energia.fi/ajankohtaista/lehdist-tiedotteet/loppuvuoden-2013-myrskyt-l-hes-joulumyrskyjen-2011-luokkaa>

ENERGIATEOLLISUUS RY 2013. Keskeytystilasto. [viitattu 2015-02-02]. Saatavissa: [http://energia.fi/sites/default/files/dokumentit/sahkomarkkinat/Sahkoverkko/keskeytystilasto\\_2013.pdf](http://energia.fi/sites/default/files/dokumentit/sahkomarkkinat/Sahkoverkko/keskeytystilasto_2013.pdf)

ENERGIATEOLLISUUS RY. 1994. Verkostosuositus SA 5:94. Keskijänniteverkon sähköinen mitoittaminen.

ENERGIAVIRASTO 2015. Suuntaviivat valvontamenetelmiksi neljännellä 1.1.2016–31.12.2019 ja viidennellä 1.1.2020–31.12.2023 valvontajaksolla.

ENERGIAVIRASTO 2014. Sähköverkkoliiketoiminnan kehitys ja valvonnan vaikuttavuus 2014. [viitattu 2015-02-02]. Saatavissa:

[https://www.energiavirasto.fi/documents/10179/0/S%C3%A4hk%C3%B6verkkoliiketoiminnan+kehitys+s%C3%A4hk%C3%B6verkon+toimitusvarmuus+ja+valvonnan+vaikuttavuus+2014\\_2419\\_402\\_2014.pdf/890eea2e-ece6-4d55-9309-d3ceba40aa4d](https://www.energiavirasto.fi/documents/10179/0/S%C3%A4hk%C3%B6verkkoliiketoiminnan+kehitys+s%C3%A4hk%C3%B6verkon+toimitusvarmuus+ja+valvonnan+vaikuttavuus+2014_2419_402_2014.pdf/890eea2e-ece6-4d55-9309-d3ceba40aa4d)

ENERGIAVIRASTO 2013a. Energiaviraston määräykset. [viitattu 2014-12-31]. Saatavissa: <http://www.energiavirasto.fi/energiaviraston-maaraykset1>

ENERGIAVIRASTO 2013b. Valvontamenetelmät. [viitattu 2015-02-02]. Saatavissa: [https://www.energiavirasto.fi/documents/10179/0/Liite+1\\_Valvontamenetelm%C3%A4t\\_s%C3%A4hk%C3%B6n+jakeluverkkotoiminta+ja+suurj%C3%A4nnitteisen+jakeluverkkotoiminta\\_+29112013.pdf/d4af0d5b-c584-409f-b881-2185fea25e20](https://www.energiavirasto.fi/documents/10179/0/Liite+1_Valvontamenetelm%C3%A4t_s%C3%A4hk%C3%B6n+jakeluverkkotoiminta+ja+suurj%C3%A4nnitteisen+jakeluverkkotoiminta_+29112013.pdf/d4af0d5b-c584-409f-b881-2185fea25e20)

ENERGIAVIRASTO 2011. Maakaapeliin kaivuolosuhteiden käyttö jälleenhankinta-arvojen laskennassa. [viitattu 2015-01-02]. Saatavissa:

[https://www.energiavirasto.fi/documents/10179/0/Lahde\\_10\\_EMV\\_Perustelumuuisto\\_1\\_%28versio\\_3%29-2011.pdf/f7e18a7e-a797-4451-b127-2d400dc24b7e](https://www.energiavirasto.fi/documents/10179/0/Lahde_10_EMV_Perustelumuuisto_1_%28versio_3%29-2011.pdf/f7e18a7e-a797-4451-b127-2d400dc24b7e)

EU-DIREKTIIVI 2014. Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivin 2009/125/EY täytäntöönpanosta pienten, keskikokoisten ja suurten muuntajien osalta. [viitattu 2015-03-09]. Saatavissa:

[http://eur-lex.europa.eu/legal-content/fi/TXT/PDF/?uri=OJ:JOL\\_2014\\_152\\_R\\_0001&from=EN](http://eur-lex.europa.eu/legal-content/fi/TXT/PDF/?uri=OJ:JOL_2014_152_R_0001&from=EN)

HAAKANA, Juha, PARTANEN, Jarmo, LASSILA, Jukka, KAIPIA, Tero, 2012. Sähkönjakelun toimitusvarmuuden parantamiseen sekä sähkökatkojen vaikutusten lieventämiseen tähtäävien toimenpiteiden vaikutusten arviointi. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. Tutkimusraportti. [viitattu 2014-12-31]. Saatavissa:

<http://www.lut.fi/documents/10633/138922/S%C3%A4hk%C3%B6n+jakelun+toimitusvarmuuden+parantamiseen+sek%C3%A4%20s%C3%A4hk%C3%B6+katkojen+vaikutusten+lievent%C3%A4miseen+t%C3%A4ht%C3%A4vien+toimenpiteiden+vaikutusten+arviointi/bf021a58-24fc-47bd-a893-1804ad813f08>

KSV 2015. Kuopion Sähköverkko Oy. Tilinpäätös, vuositalasto.

LAKERVI, Erkki & PARTANEN, Jarmo 2008. Sähkönjakelutekniikka. Helsinki: Otatieto.

PARTANEN, Jarmo. 2008. Sähkönjakeluverkkoliiketoiminnan valvonta. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. Sähkömarkkinat-opetusmoniste. [viitattu 2015-01-30]. Saatavissa:

[https://noppa.aalto.fi/noppa/kurssi/s-18.3153/materiaali/S-18\\_3153\\_sahkomarkkinat\\_-\\_moniste.pdf](https://noppa.aalto.fi/noppa/kurssi/s-18.3153/materiaali/S-18_3153_sahkomarkkinat_-_moniste.pdf)

SAASTAMOINEN, Urpo. 2014. Muuntajahäviöt, EU-asetus 548/2014. Luentomateriaali. KSV Oy.

SÄHKÖMARKKINALAKI. L 588/2013. Finlex. Lainsäädäntö. [viitattu 2015-12-31]. Saatavissa:

<http://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2013/20130588>

TYÖ-JA ELINKEINOMINISTERIÖ TEM. 2014. Ministeriö. [viitattu 2014-12-31]. Saatavissa:

<http://www.tem.fi/ministerio>

TYÖ-JA ELINKEINOMINISTERIÖ TEM. 2012. Tiedotteet 2012. [viitattu 2014-12-31]. Saatavissa:

[https://www.tem.fi/index.phtml?109336\\_m=105838&s=5236](https://www.tem.fi/index.phtml?109336_m=105838&s=5236)

VAINIKKA, Mikko 2014. Sähköverkon säävarmuuden kehittäminen verkkoliiketoiminnan valvontamallin näkökulmasta. Tampereen teknillinen yliopisto. Sähkötekniikan tiedekunta. Diplomityö. [viitattu 2014-12-22]. Saatavissa:

[http://www.doria.fi/bitstream/handle/10024/94501/Diplomity%C3%B6\\_Vainikka.pdf?sequence=2](http://www.doria.fi/bitstream/handle/10024/94501/Diplomity%C3%B6_Vainikka.pdf?sequence=2)

## LIITE 1: ENERGIAVIRASTON YKSIKKÖHINNAT VUODELLE 2014

<b>Muuntamot</b>	<b>Yksikkö</b>	<b>Yksikköhinta euroa</b>
1-pylväsmuuntamo	kpl	5 040
2-pylväsmuuntamo	kpl	6 700
4-pylväsmuuntamo	kpl	7 710
Kevyt puistomuuntamo	kpl	9 170
Puistomuuntamo, ulkoa hoidettava	kpl	24 540
Puistomuuntamo, sisältä hoidettava	kpl	33 990
Kiinteistömuuntamo	kpl	53 590

<b>Muuntajat</b>	<b>Yksikkö</b>	<b>Yksikköhinta euroa</b>
16 kVA	kpl	3 360
30 kVA	kpl	3 360
50 kVA	kpl	3 430
100–160 kVA	kpl	4 920
200 kVA	kpl	6 450
300–315 kVA	kpl	7 930
500–630 kVA	kpl	10 160
800 kVA	kpl	14 430
1000 kVA	kpl	16 390

<b>20 kV ilmajohtot</b>	<b>Yksikkö</b>	<b>Yksikköhinta euroa</b>
Sparrow tai pienempi	km	20 760
Raven	km	24 610
Pigeon	km	26 570
AI 132 tai suurempi	km	29 930
Yleiskaapeli 70 tai pienempi	km	46 170
Yleiskaapeli 95 tai suurempi	km	48 910
Päällystetty avojohto 35 - 70	km	30 020
Päällystetty avojohto 95 tai suurempi	km	32 160
Muut	km	20 760

<b>20 kV erottimet ja katkaisijat</b>	<b>Yksikkö</b>	<b>Yksikköhinta euroa</b>
Johtoerotin, 1-vaiheinen huoltoerotin	kpl	320
Johtoerotin, kevyt	kpl	3 530
Johtoerotin, katkaisukammioin	kpl	5 170

<b>20 kV maakaapelit (asennus)</b>	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
Enintään 70 maakaapeli	km	24 520
95–120 maakaapeli	km	32 290
150–185 maakaapeli	km	37 940
240–300 maakaapeli	km	45 390

<b>0,4 ja 20 kV maakaapelit (kaivu)</b>	Yksikkö	Yksikköhinta euroa/km
Helppo	km	10 120
Normaali	km	23 110
Vaikea	km	66 000
Erittäin vaikea	km	128 240

Lähde: <https://www.energiavirasto.fi/sahkonjakeluverkon-komponenttien-yksikkohinnat-2014>

## LIITE 2: MUUNTAMOIDEN TIEDOT

Taulukko 2.1. Muuntamoiden korvaavuustiedot, Levänen

Muuntamotunnus	Jakelumuuntajan nimellisteho [kVA]	Korvaavan muunta- mon tunnus	Korvaavan jakelu- muuntajan nimellis- teho [kVA]
M348	300	A	315
M289	315	B	315
M200	315	C	1000
M340	800	C	
M178	500	D	1000
M179	500	D	
M367	500	E	800
M385	200	E	
M107	500	F	800
M374	315	F	
M177	800	G	1000
M408	315	G	
M156	315	H	500
M395	315	H	
M104	50	I	315
M553	50	I	
M199	800	J	800
M259	315	Sisältyy muuntamoon M683	
M492	200	Sisältyy muuntamoon M683	

Taulukko 2.2. Muuntamoiden korvaavuustiedot, Rypysuo–Julkula

Muuntamotunnus	Jakelumuuntajan nimellisteho [kVA]	Korvaavan muunta- mon tunnus	Korvaavan jakelu- muuntajan nimellis- teho [kVA]
M247	315	A	315
M016	800	B	800
M150	500	C	500
M168	500	D	500
M136	500	E	500
M134	500	F	1000
M135	500	F	
M186	500	G	1000
M187	500	G	
M188	500	H	500
M194	200	I	800
M189	500	I	
M020	100	J	500
M601	315	J	
M380	315	K	1000
M558	315	K	
M190	500	K	
M257	500	L	500
M405	200	M	800
M315	315	N	500
M081	315	N	
M520	315	O	500
M586	200	O	
M173	500	P	500

Taulukko 2.3. Muuntamoiden korvaavuustiedot, Kelloniemi–Kettulanlahti, versio 1

Muuntamotunnus	Jakelumuuntajan nimellisteho [kVA]	Korvaavan muunta- mon tunnus	Korvaavan jakelu- muuntajan nimellis- teho [kVA]
M350	200	A	500
M433	200	A	
M169	500	B	1000
M527	500	B	
M477	500	C	500
M023	300	D	1000
M048	315	D	
M94	500	D	
M245	500	E	500
M021	315	F	1000
M359	315	F	
M505	500	F	
M075	500	G	800
M326	200	G	
M344	315	H	315
M330	315	I	315
M165	315	J	1000
M334	315	J	
M475	315	J	
M166	200	K	500
M519	315	K	
M270	315	L	800
M489	500	L	
M174	500	M	500
M175	500	N	500
M176	500	O	800
M196	315	O	
M195	500	P	500
M198	500	Q	500
M261	315	R	315
M197	500	S	500



Taulukko 2.4. Muuntamoiden korvaavuustiedot, Kelloniemi–Kettulanlahti, versio 2

Muuntamotunnus	Jakelumuuntajan nimellisteho [kVA]	Korvaavan muunta- mon tunnus	Korvaavan jakelu- muuntajan nimellis- teho [kVA]
M350	200	A	500
M433	200	A	
M169	500	B	1000
M527	500	B	
M477	500	C	500
M023	300	D	500
M048	315	D	
M505	500	E	500
M021	315	F	500
M359	315	F	
M075	500	G	800
M326	200	G	
M195	500	H	500
M196	315	I	315
M176	500	J	500
M174	500	K	1000
M175	500	K	
M197	500	L	500
M198	500	M	500
M245	500	N	500
M261	315	O	315
M344	315	P	315
M330	315	Q	315
M165	315	R	1000
M334	315	R	
M475	315	R	
M166	200	S	500
M519	315	S	
M270	315	T	800
M489	500	T	
M394	500	U	1000
M268	500	U	